



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

Motifs de décision

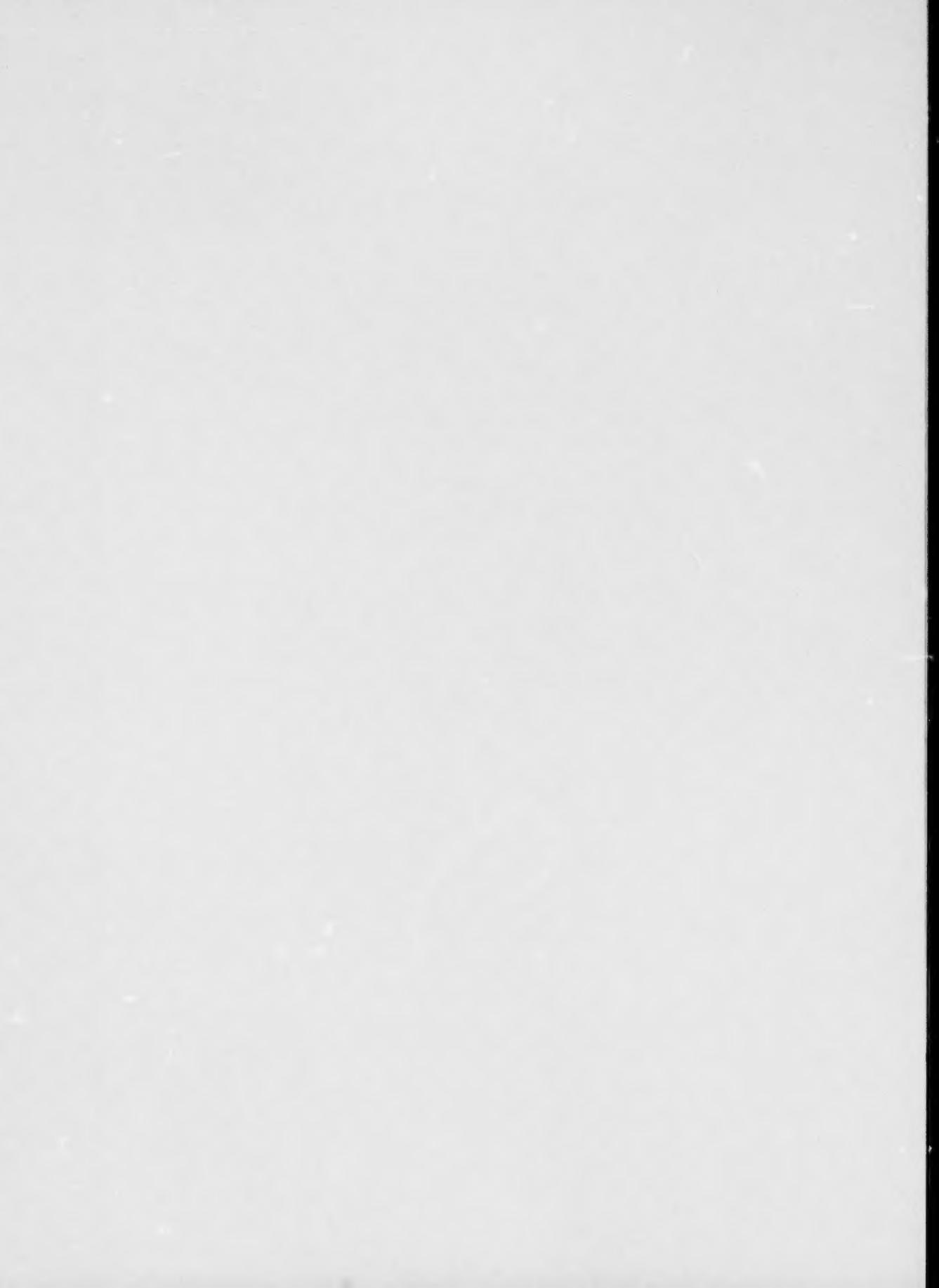
**TransCanada Keystone
Pipeline GP Ltd.**

OH-1-2007

Septembre 2007

**Demande concernant la construction
et l'exploitation du pipeline Keystone**

Canada



Office national de l'énergie

Motifs de décision

Relativement à

**TransCanada Keystone
Pipeline GP Ltd.**

Demande déposée aux termes de l'article 52
en date du 12 décembre 2006 concernant le
projet de pipeline Keystone

OH-1-2007

Septembre 2007

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et/ou sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2007
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/2007-6F
ISBN 978-0-662-09784-6

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles. On peut obtenir cette publication sur supports multiples, sur demande.

Demandes d'exemplaires :

Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Fax : 403-292-5576
Téléphone : 403-299-3562
1-800-899-1265

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office (rez-de-chaussée)

Imprimé au Canada

©Her Majesty the Queen in Right of Canada 2007 as represented by the National Energy Board

Cat No. NE22-1/2007-6E
ISBN 978-0-662-46472-3

This report is published separately in both official languages. This publication is available upon request in multiple formats.

Copies are available on request from:

The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: 403-292-5576
Phone: 403-299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

Liste des figures.....	ii
Liste des tableaux.....	ii
Liste des annexes	iii
Glossaire et liste des sigles et abréviations.....	iv
Exposé et comparutions.....	vii
1. Introduction.....	1
1.1 Contexte	1
1.2 Contexte de réglementation	1
1.3 Requêtes.....	4
2. Faisabilité économique	6
2.1 Approvisionnements en pétrole brut	6
2.2 Transport	9
2.3 Marché du pétrole brut de l'Ouest canadien	11
2.4 Capacité de financement	13
3. Droits et tarifs.....	16
3.1 Droits.....	16
3.2 Caractère approprié de la quantité de capacité réservée sous contrat sur le pipeline de transporteur public.....	18
3.2.1 Appel de soumissions	18
3.2.2 Capacité disponible	19
3.3 Mode de réglementation	19
4. Ingénierie	24
4.1 Conception du projet.....	24
4.2 Construction.....	26
4.3 Changement de service et intégrité de la canalisation 100-1	26
4.4 Exploitation et sécurité du projet	28
5. Questions foncières	33
5.1 Terrains et droits fonciers	33
5.2 Processus d'acquisition des terrains.....	34
6. Consultation publique	35
6.1 Programme de consultation de Keystone.....	35
7. Questions intéressant les Autochtones	37
7.1 Participation des groupes autochtones au processus de réglementation.....	37
7.2 Participation des peuples autochtones	39
7.3 Incidence du projet sur les peuples autochtones	42

8.	Questions environnementales et socioéconomiques	48
8.1	Processus d'évaluation des effets environnementaux et socioéconomiques	48
8.2	Portée de l'évaluation	49
8.3	Questions socioéconomiques	51
8.3.1	Incidence sur le plan de l'emploi	52
8.3.2	Incidence sur les opérations agricoles.....	52
9.	Incidences du projet sur les intérêts nationaux.....	56
10.	Conclusion et dispositif.....	65

Liste des figures

1-1	Projet de pipeline Keystone – Portion canadienne	2
2-1	Production de pétrole brut dans l'Ouest canadien	7
2-2	Graphique comparatif des prévisions sur les approvisionnements en pétrole brut lourd dans l'Ouest canadien.....	7
2-3	Graphique comparatif des prévisions sur les approvisionnements en pétrole brut léger de l'Ouest canadien.....	8
2-4	Infrastructure de Hardisty	9
2-5	Infrastructure de Wood River et Patoka.....	12

Liste des tableaux

2-1	Capacité actuelle des pipelines d'exportation de pétrole brut selon les calculs de Purvin & Gertz.....	10
2-2	Propriétés du pétrole brut transporté par le pipeline Keystone.....	11
3-1	Exemples de droits du service souscrit pour le transport de Hardisty (Alberta) à la frontière canado-américaine (\$CAN)	17
3-2	Comparaison des droits du service non souscrit et du service souscrit pour le transport de Hardisty (Alberta) à la frontière canado-américaine (\$CAN)	17
4-1	Caractéristiques des pipelines à construire et des tronçons de remplacement de la canalisation 100-1	25
4-2	Emplacement des stations de pompage et matériel.....	25

Liste des annexes

I	Liste des questions	67
II	Décision de l'Office concernant la requête du SCEP, de Parkland, de l'AFL et de M. Laxer.....	68
III	Décision de l'Office concernant la requête du SCEP et de l'AFL	70
IV	Décision de l'Office concernant la requête du SCEP	72
V	Conditions dont le certificat est assorti.....	74
VI	Portée de l'évaluation environnementale.....	83
VII	Rapport d'examen environnemental préalable	87

Glossaire et liste des sigles et abréviations

\$CAN	dollar canadien
AB	Alberta
ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
AF	autorité fédérale
AFL	Alberta Federation of Labour
ALÉNA	<i>Accord de libre-échange nord-américain</i>
AR	autorité responsable
b	baril
b/j	barils par jour
BK	borne kilométrique
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
canalisation 100-1	Une des canalisations exploitées par TransCanada PipeLines Limited entre Burstall (Saskatchewan) et Carman (Manitoba)
capacité de conception	Capacité durable à long terme d'un pipeline. On prévoit que celle du pipeline Keystone s'élèvera à 90 % de sa capacité nominale.
Carry the Kettle	Première nation Carry the Kettle
CCE	centre de commande de l'exploitation
CPPL	ConocoPhillips Pipe Line Company
CSA	Association canadienne de normalisation
cSt	centistoke
É.-U.	États-Unis d'Amérique
ÉE	évaluation environnementale
Enbridge	Enbridge Pipelines Inc.
EST	entente de service de transport
FDH	forage dirigé horizontal

GEK	Groupe d'expéditeurs de Keystone (ConocoPhillips Canada Limited et Suncor Energy Marketing Inc.)
GES	gaz à effet de serre
GPK	Groupe de propriétaires fonciers de Kessler
Keystone	TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.
kg/m ³	kilogrammes par mètre cube
km	kilomètre
kW	kilowatt
lb/po ²	livres par pouce carré
LCÉE	<i>Loi canadienne sur l'évaluation environnementale</i>
Loi sur l'ONÉ ou <i>Loi</i>	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
m ³	mètre cube
m ³ /j	mètres cubes par jour
MB	Manitoba
mm	millimètre
Nations Dakota du Manitoba	Première nation des Sioux Birdtail, Première nation Dakota de Canupawakpa, Première nation Dakota Plains, Première nation Dakota Tipi, Nation Dakota Sioux Valley
NPS	diamètre nominal du tube (en pouces)
Office ou ONÉ	Office national de l'énergie
PADD II	Un des PADD. Il correspond à la région du Midwest des États-Unis, qui englobe les États suivants : Illinois, Indiana, Iowa, Kansas, Kentucky, Michigan, Minnesota, Missouri, Nebraska, Dakota du Nord, Dakota du Sud, Ohio, Oklahoma, Tennessee et Wisconsin
PADD	Petroleum Administration for Defense District. Région correspondant à une zone de marché du pétrole brut aux États-Unis et désignée à cette fin par l'Energy Information Administration du département américain de l'énergie.
PBS	pétrole brut synthétique
PE	Protocole d'entente

PEO	Pêches et Océans Canada
PETC	procédé d'exploitation de TransCanada
PME	pression maximale d'exploitation
PPE	plan de protection de l'environnement
PPR	produits pétroliers raffinés
projet	projet de pipeline Keystone
Purvin & Gertz	Purvin & Gertz, Inc.
REEP	rapport d'examen environnemental préalable
Règlement sur la coordination par les autorités fédérales	<i>Règlement sur la coordination par les autorités fédérales des procédures et des exigences en matière d'évaluation environnementale</i>
RNCO	<i>Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs</i>
RPT-99	<i>Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres</i>
SCADA	Système de surveillance et de télacquisition de données
SCEP	Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier
SEMI	Suncor Energy Marketing Inc.
SK	Saskatchewan
Standing Buffalo	Première nation Dakota de Standing Buffalo
Suncor	Suncor Energy Inc.
Synbit	Mélange lourd constitué de pétrole brut synthétique et de bitume, dont la viscosité réduite le rend plus propice au transport par pipeline.
TIP	trousse d'information préliminaire
TMPL	réseau de Trans Mountain Pipeline
Traité n° 4	Premières nations signataires du traité n° 4
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited

Exposé et comparutions

RELATIVEMENT À la Loi sur l'Office national de l'énergie (Loi sur l'ONÉ ou *Loi*) et à ses règlements d'application;

PAR SUITE D'une demande datée du 12 décembre 2006 que TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. (Keystone) a présentée pour obtenir l'autorisation de construire et d'exploiter la portion canadienne d'un pipeline de pétrole brut devant s'étendre de Hardisty (Alberta) à un point situé près de Haskett (Manitoba) ;

CONFORMÉMENT À l'ordonnance d'audience OH-1-2007;

ENTENDUE à Calgary (Alberta) les 4, 5, 6, 7, 8, 20 et 21 juin 2007; et à Regina (Saskatchewan) les 13 et 14 juin 2007.

DEVANT :

G. Caron	Membre présidant l'audience
G. Habib	Membre
S. Crowfoot	Membre

Comparutions	Participants	Témoins
C. K. Yates, c.r. W.M. Moreland J. Herbert	TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.	J.A.M. Hunt R.E. Jones R. Kendel D. King P. Kocis A.T. Lees P.E. Miller A. Purves M.J. Schmaltz G.R. Simmonds B. Thomas T.H. Wise
N.J. Schultz	Association canadienne des producteurs pétroliers	
B. Troicuk	BP Canada Energy Company	
E.W. Dixon	Enbridge Pipelines Inc.	
G. Nettleton R. Rodier	Groupe d'expéditeurs de Keystone (ConocoPhillips Canada Limited et Suncor Energy Marketing Inc.)	
R. Kolber	Petro-Canada	

L. Chahley	Alberta Federation of Labour	G. McGowan T. Pearson
S. Shrybman	Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier	D.H. Coles M.C. McCracken
P. Ryzuk	Groupe de propriétaires fonciers de Kessler	
D. Gibson	The Parkland Institute	D. Gibson
M.C. Phillips Z. Charowsky	Première nation Dakota de Standing Buffalo	Chef R. Redman Ainé W. Goodwill Ainé C. Tawiyala Ainé D. Thorne
L.C. Bell J. A. Fisk	Avocates de l'Office	

Plaideoires

Alberta Federation of Labour

Association canadienne des producteurs pétroliers

Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier

Les Nations Dakota du Manitoba (Première nation des Sioux Birdtail, Première nation Dakota De Canupawakpa, Première nation Dakota Plains, Première nation Dakota Tipi, Nation Dakota Sioux Valley)

Groupe de propriétaires fonciers de Kessler

Groupe d'expéditeurs de Keystone

Première nation Dakota de Standing Buffalo

TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.

Chapitre 1

Introduction

1.1 Contexte

Le 12 décembre 2006, TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. (Keystone) a présenté une demande à l'Office national de l'énergie (l'Office ou l'ONÉ) en vue d'obtenir certaines autorisations visant le projet de pipeline Keystone (projet). Keystone a sollicité ce qui suit :

- a) un certificat d'utilité publique, aux termes de l'article 52 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie (Loi)*, l'autorisant à construire et à exploiter le pipeline Keystone;
- b) l'approbation d'un changement de service sur la canalisation 100-1, soit du transport de gaz naturel à celui de pétrole brut, aux termes de l'article 43 du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*;
- c) une ordonnance, aux termes de la partie IV de la *Loi*, afin d'approuver la méthode de tarification et le tarif proposés pour le pipeline Keystone.

Le projet est constitué d'un oléoduc qui s'étendrait sur 1 235 km de Hardisty (Alberta) jusqu'à un point situé près de Haskett (Manitoba) sur la frontière canado-américaine (figure 1-1). Il comporte la construction de deux nouveaux tronçons pipeliniers et la conversion d'un tronçon de la canalisation 100-1 du réseau principal de TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) entre Burstall (Saskatchewan) et Carman (Manitoba).

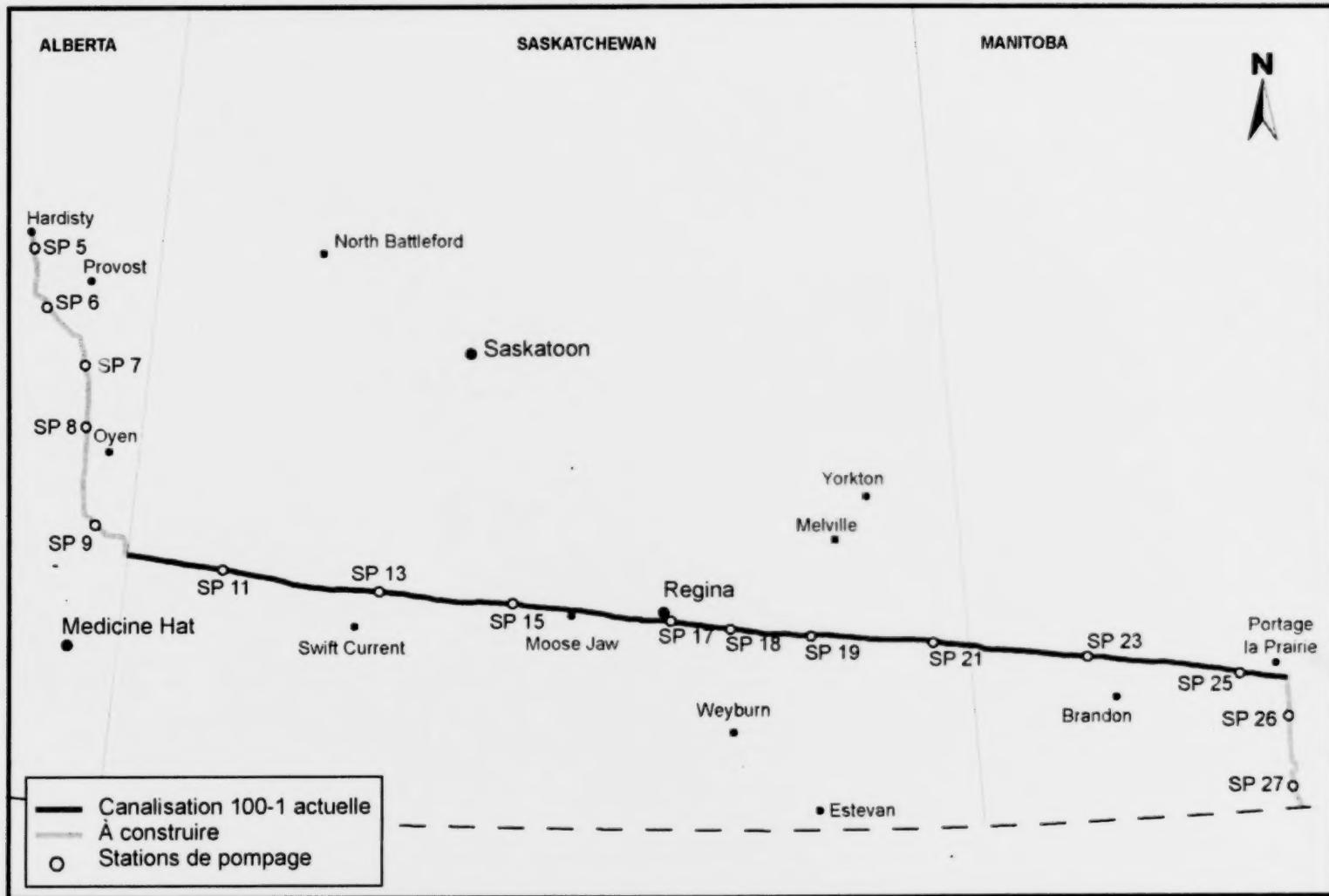
Keystone a fait valoir que la capacité de conception initiale du projet serait d'environ 69 200 m³/j (435 000 b/j). La capacité de conception pourrait être portée à 94 000 m³/j (591 000 b/j) si des installations de pompage étaient ajoutées.

Comme le projet exige la délivrance d'un certificat d'utilité publique aux termes de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ, il déclenche l'exécution d'une évaluation environnementale sous le régime de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE). Suivant la description de projet déposée par Keystone le 10 juillet 2006, l'Office et les autres autorités responsables (AR) ont chacun déterminé que l'examen préalable en vertu de la LCÉE est le type d'évaluation qui s'applique au projet. Puisque le projet n'exige pas de nouvelle emprise de plus de 75 km, une étude approfondie en vertu de cette même loi n'est pas requise.

1.2 Contexte de réglementation

Keystone a déposé une trousse d'information préliminaire (TIP) portant sur le projet le 10 juillet 2006. La TIP visait à mettre en branle et faciliter la conduite d'un examen réglementaire efficient du projet et à permettre à l'Office et à d'autres ministères fédéraux de déterminer leurs responsabilités à l'égard de l'évaluation environnementale et la portée de cette évaluation selon les exigences de la LCÉE.

Figure 1-1
Projet de pipeline Keystone - Portion canadienne



Le 12 décembre 2006, Keystone a déposé une demande auprès de l'Office en vue de faire approuver la construction et l'exploitation de la portion canadienne du pipeline Keystone. Keystone comptait entreprendre la construction au début de 2008 pour faire en sorte que le projet soit en service dès la fin de 2009.

Le 29 janvier 2007, l'Office a adressé une lettre aux intéressés pour annoncer qu'il avait décidé de convoquer une audience publique orale devant débuter le lundi 4 juin 2007. L'ordonnance d'audience, qui énonce la procédure à suivre, était jointe à cette lettre. L'Office a alors invité toute personne désireuse d'intervenir à l'instance de faire une demande en ce sens au plus tard le 23 février 2007. L'Office a reçu et approuvé 33 demandes de statut d'intervenant.

Dans sa lettre du 29 janvier 2007, l'Office a invité les parties à proposer des modifications ou des ajouts à la liste des questions au plus tard le 23 février 2007. L'Office a reçu des commentaires de l'Alberta Federation of Labour (AFL), du Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier (SCEP), du Parkland Institute (Parkland), de M. Gordon Laxer et de la Première nation des Sioux Birdtail, de la Première nation Dakota De Canupawakpa, de la Première nation Dakota Plains, de la Première nation Dakota Tipi et de la Nation Dakota Sioux Valley (collectivement, les Nations Dakota du Manitoba). L'Office a reçu la réplique de Keystone le 27 février 2007. Les préoccupations soulevées par les parties portaient sur les émissions de gaz à effet de serre (GES), le traitement à valeur ajoutée, la sûreté des approvisionnements en énergie et le territoire traditionnel des Dakotas.

L'Office a répondu aux parties le 2 mars 2007. Il a conclu qu'il n'y avait pas lieu de modifier la liste des questions puisque cette dernière traitait de tous les points soulevés par les parties dans la mesure où ils étaient connexes à la décision que l'Office devait rendre.

Dans une lettre datée du 19 avril 2007, l'Office a annoncé le lieu de l'audience, en soulignant qu'il avait pris plusieurs facteurs en considération pour le déterminer, y compris l'emplacement du projet, et l'intérêt que les intervenants de l'Alberta, de la Saskatchewan et du Manitoba y portaient. Compte tenu de ces facteurs, l'Office a décidé de tenir l'audience à deux endroits, soit Calgary (Alberta) et Regina (Saskatchewan).

L'Office s'est dit prêt à tenir une séance d'information à l'intention des Nations Dakota du Manitoba et d'autres parties à l'instance les 2 et 13 mars 2007, respectivement. Ces séances visaient à présenter aux parties qui ne connaissaient pas les processus de l'Office des renseignements sur la façon dont il s'y prend pour examiner les demandes relatives aux pipelines et installations connexes et sur les moyens que les parties peuvent prendre pour participer à ces processus. Les parties pouvaient profiter de ces séances pour poser des questions à des membres du personnel de l'Office. Aucune partie n'a manifesté d'intérêt pour une telle séance.

Le 1^{er} juin 2007, l'Office a annoncé qu'il avait décidé d'être l'hôte d'une conférence technique sur les questions d'ingénierie. Cette conférence a eu lieu à Calgary le 18 juin 2007; toutes les parties étaient invitées à y participer et le comité d'audience était présent. La conférence technique avait pour but d'apporter des éclaircissements sur des questions d'ingénierie complexes, en dehors des formalités d'une audience, afin de faciliter la compréhension et faire en sorte que le temps d'audience soit utilisé de manière plus efficace. Au cours de la conférence

technique, l'Office a surtout interrogé Keystone sur les facteurs techniques de la construction, le changement de service, l'exploitation du pipeline et les systèmes de gestion de l'intégrité.

L'Office a étudié le projet Keystone suivant une démarche qui englobe le cycle de vie du pipeline. Toutes les questions et préoccupations dont l'Office était saisi ont donc été examinées dans le contexte de la durée de vie complète qu'aurait le projet (conception, planification, construction, exploitation, mise hors service et cessation d'exploitation), s'il était approuvé. L'Office s'est également penché sur les différents rôles de réglementation qui lui incombent, par exemple évaluer la demande et veiller à ce que les conditions imposées dans le cadre de sa décision soient respectées à chaque étape du cycle de vie du projet, pour déterminer la meilleure façon d'exercer ses responsabilités de surveillance.

L'Office a pris en considération tous les renseignements dont il était fait mention dans la demande et les documents présentés par la suite, et s'est assuré que l'information contenue dans le dossier public soit suffisamment adéquate pour lui permettre de rendre sa décision d'approuver ou de rejeter le projet. Il a concentré son évaluation sur les questions et préoccupations jugées d'importance critique pour sa décision plutôt que sur les détails d'implantation. À titre d'exemple, l'Office a déterminé qu'un engagement, de la part de la société, d'atteindre des buts ou des objectifs raisonnables, ou de mettre en vigueur des mesures d'atténuation standard, était suffisant pour les besoins de l'évaluation de la demande. Toutefois, lorsque l'Office entretenait des doutes, quand des mesures d'atténuation inhabituelles étaient proposées ou lorsqu'un risque était perçu, l'Office a étudié les aspects de conception, de construction et d'exploitation de manière plus approfondie au cours de l'étape d'évaluation de la démarche dite du cycle de vie.

Si le projet était approuvé, l'Office se pencherait sur les détails d'implantation après la délivrance d'un certificat d'utilité publique. Les outils de réglementation qu'il pourrait alors employer comprennent les réunions postérieures à la décision avec Keystone afin de passer en revue ses engagements et de discuter des méthodes de construction et d'exploitation prévues; les inspections sur le terrain au cours des activités de construction et d'exploitation pour vérifier si la société se prête aux conditions dont le certificat serait assorti et respecte les lois et normes pertinentes; la vérification des systèmes de gestion de Keystone.

La démarche dite du cycle de vie est conforme aux objectifs de réglementation axée sur les buts que l'Office s'est donnés, lui permet de focaliser ses décisions davantage et concentre les efforts de réglementation en fonction de l'étape appropriée du processus de réglementation. Un processus de réglementation plus efficient et plus efficace pour toutes les parties prenantes est le résultat souhaité.

À titre d'autorité responsable en vertu de la LCÉE, l'Office a produit un rapport d'examen environnemental préalable en application de la LCÉE et de son propre processus de réglementation. Ce rapport est joint en annexe aux présents Motifs de décision. On trouvera d'autres renseignements sur les questions environnementales au chapitre 8, Questions environnementales et socioéconomiques.

1.3 Requêtes

Le 15 mai 2007, le SCEP, Parkland, l'AFL et M. Laxer ont déposé un avis de requête en vue d'obtenir des ordonnances visant d'une part l'ajournement de l'audience pour leur permettre de

recueillir des renseignements au sujet de l'incidence du projet sur le développement ou la viabilité des industries canadiennes du raffinage et de la pétrochimie et, d'autre part, à faire autoriser un ou plusieurs membres de l'Office, comme le permet l'article 15 de la Loi sur l'ONÉ, de faire rapport à l'Office sur certaines questions. D'après la requête, il n'est pas raisonnable de s'attendre à ce que des intervenants présentent des éléments de preuve supplémentaires sur ces questions étant donné l'accès limité aux renseignements exclusifs, y compris des renseignements que Keystone possède, et le fait qu'ils n'ont pas toutes les ressources ni les connaissances spécialisées nécessaires. L'Office a rejeté la demande d'ajournement de l'audience et souligné qu'il rendra sa décision en fonction du dossier probatoire dont il est saisi et qu'il avait déterminé que le processus prévu par l'ordonnance d'audience était la tribune la plus appropriée, la plus efficiente et la plus efficace pour entendre la preuve pertinente. (Voir le texte complet de la décision à l'annexe II).

L'AFL et le SCEP, par voie d'avis de requête déposé le 28 mai 2007, ont demandé que des assignations à comparaître soient délivrées aux représentants du Groupe d'expéditeurs Keystone (GEK) et que soit rendue une ordonnance exigeant que Keystone divulgue l'identité des expéditeurs engagés ainsi que la nature et les quantités de produits pétroliers auxquels les contrats se rapportent. Dans sa lettre du 1^{er} juin 2007, l'Office a fait savoir qu'il entendrait les observations verbales des parties eu égard à cette requête dans le cadre des questions préliminaires prévues pour la première journée d'audience. Le 4 juin 2007, les parties ont fait connaître leurs opinions et l'Office a communiqué sa décision verbalement le 5 juin 2007.

L'Office a rejeté la demande d'assignation à comparaître faite par l'AFL et le SCEP. Il a déclaré que le dossier public contenait déjà de l'information sur les approvisionnements, les marchés et les produits qui seraient transportés par le pipeline Keystone. Pour les cas où l'information demandée n'avait pas encore été fournie ou n'était pas du niveau de détail demandé, l'Office a jugé qu'elle n'était pas nécessaire à l'exécution de son mandat. L'Office a également rejeté la requête par laquelle l'AFL et le SCEP demandaient que Keystone donne des renseignements sur les expéditions faisant l'objet d'engagements. Pour les raisons décrites ci-dessus, l'Office était d'avis que cette preuve ne l'aiderait pas à rendre sa décision. (Voir le texte complet de la décision à l'annexe III).

Après la clôture de l'audience et le dépôt par Keystone de sa réplique, le SCEP a déposé un avis de requête en date du 29 juin 2007 en vue du dépôt d'une sur-réplique, laquelle était jointe à la requête. D'après le SCEP, la réplique de Keystone représentait faussement la preuve et les observations du SCEP, introduisait des erreurs dans le dossier et soutenait que le SCEP avait inclus des éléments fabriqués dans sa preuve. Le SCEP a fait valoir qu'une sur-réplique devrait être permise afin qu'il puisse corriger ces erreurs. L'Office a également reçu une lettre appuyant la requête du SCEP de la part de l'AFL en date du 3 juillet 2007. Dans sa lettre de décision du 5 juillet 2007, l'Office a expliqué que l'autorisation de déposer une sur-réplique ne devrait être accordée qu'en de rares occasions, soit uniquement dans des circonstances où un demandeur a soulevé de nouvelles questions dans sa réplique et qu'un intervenant n'a pas eu l'occasion de remettre en question. L'Office n'était pas persuadé que la réplique de Keystone ait soulevé une nouvelle question à laquelle le SCEP, en toute équité, devrait avoir l'occasion de répondre. L'Office a fait observer de plus qu'il tirerait ses propres conclusions sur la question de savoir si les observations et la preuve avaient été convenablement caractérisées par les avocats. Par conséquent, l'Office a rejeté la requête du SCEP et n'a pas pris la sur-réplique en considération au cours de ses délibérations. (Voir le texte complet de la décision à l'annexe IV).

Chapitre 2

Faisabilité économique

Pour déterminer si un projet de pipeline proposé est justifié et s'il est économiquement faisable, l'Office doit se demander si les installations sont nécessaires et si elles seront utilisées à un degré raisonnable pendant leur durée de vie économique prévue. Pour ce faire, il se penche sur plusieurs facteurs : la preuve qui lui est présentée concernant les approvisionnements en produits qui seront disponibles aux fins d'expédition par le pipeline, la disponibilité de marchés en mesure de recevoir les produits transportés par le pipeline et la capacité pipelière existante pour vérifier si elle est adéquate. L'Office se penche également sur la preuve relative au financement de la construction et de l'exploitation subséquente du pipeline proposé.

2.1 Approvisionnements en pétrole brut

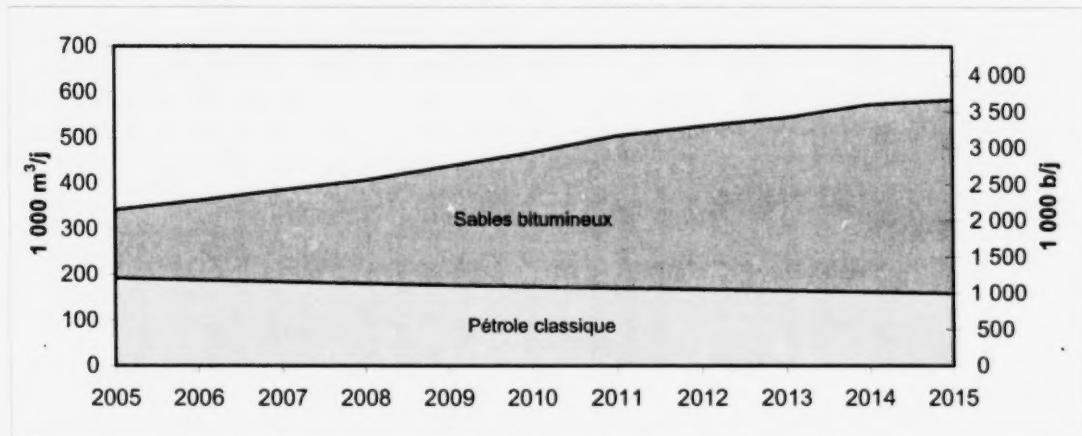
À l'appui de sa demande, Keystone a soumis une preuve sur les approvisionnements en pétrole brut provenant de l'Ouest canadien, soit un rapport de Purvin & Gertz Inc. (Purvin & Gertz) intitulé *Supply and Markets Outlook for the Keystone Pipeline Project* (Perspectives sur les approvisionnements et les marchés du projet de pipeline Keystone). Ce rapport traite également des installations situées à Hardisty (Alberta) qui permettraient à ces approvisionnements d'être transportés par le pipeline Keystone.

Le rapport de Purvin & Gertz prévoit que la production totale de pétrole brut dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) passera de 342 000 m³/j (2 152 000 b/j) en 2005 à 468 000 m³/j (2 944 000 b/j) en 2010 et à 583 200 m³/j (3 699 000 b/j) en 2015 (figure 2-1). Il indique que ces majorations sont le fruit de la croissance de la production de pétrole extrait des sables bitumineux de l'Alberta, laquelle compensera amplement la baisse de production du pétrole classique. Selon le rapport, des tendances semblables ont été notées dans les prévisions provenant d'autres sources, pour la production de pétrole classique comme pour celle du pétrole extrait des sables bitumineux.

ConocoPhillips Canada Limited (ConocoPhillips) et Suncor Energy Marketing Inc. (SEMI), les deux entreprises qui ont déclaré avoir pris l'engagement d'expédier du pétrole sur le sur le pipeline Keystone, ont toutes les deux consenti des investissements considérables en vue d'intensifier leur production à partir des sables bitumineux.

Purvin & Gertz a souligné que la quantité de pétrole brut qui peut être transporté par pipeline vers les marchés est différente de la quantité produite en raison des pertes subies lors des activités de valorisation du brut et du bitume et des augmentations qui surviennent lorsque du diluant acheté ailleurs est incorporé au pétrole brut lourd et au bitume pour en faciliter l'écoulement dans le pipeline. Compte tenu de ces redressements, il est estimé que la totalité des approvisionnements en pétrole brut de l'Ouest canadien dont le marché peut disposer augmentera de 36 % en 2010 et de 74 % en 2015 comparativement aux niveaux de 2005.

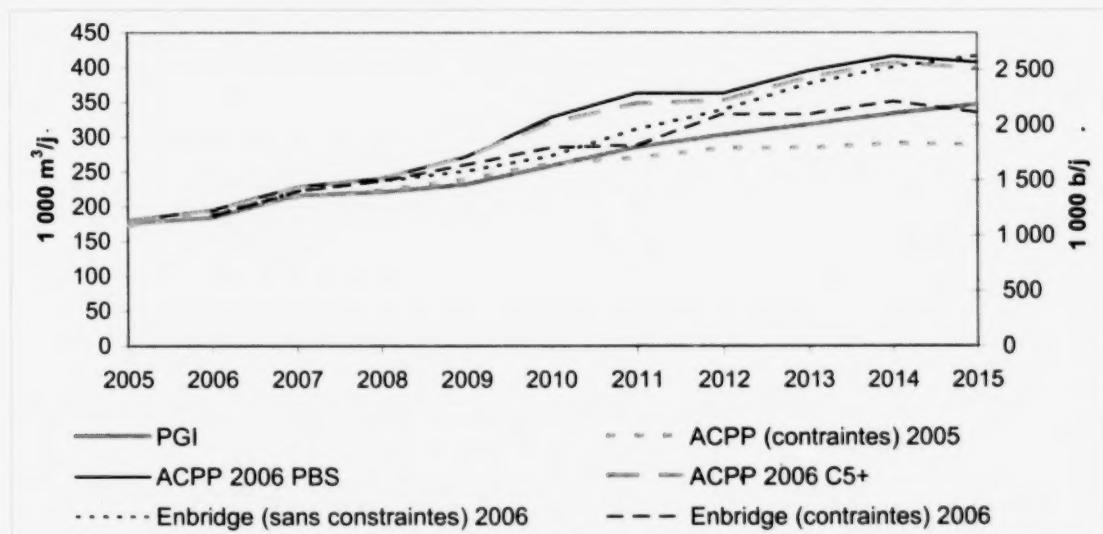
Figure 2-1
Production de pétrole brut dans l'Ouest canadien



Purvin & Gertz a fait valoir que les opinions diffèrent quant aux sortes de mélanges de pétrole brut qui pourront être expédiés, en raison d'hypothèses différentes pour ce qui concerne la source du diluant utilisé. Il a comparé ses prévisions sur les approvisionnements en pétrole brut lourd et léger avec celles de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) et d'Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge).

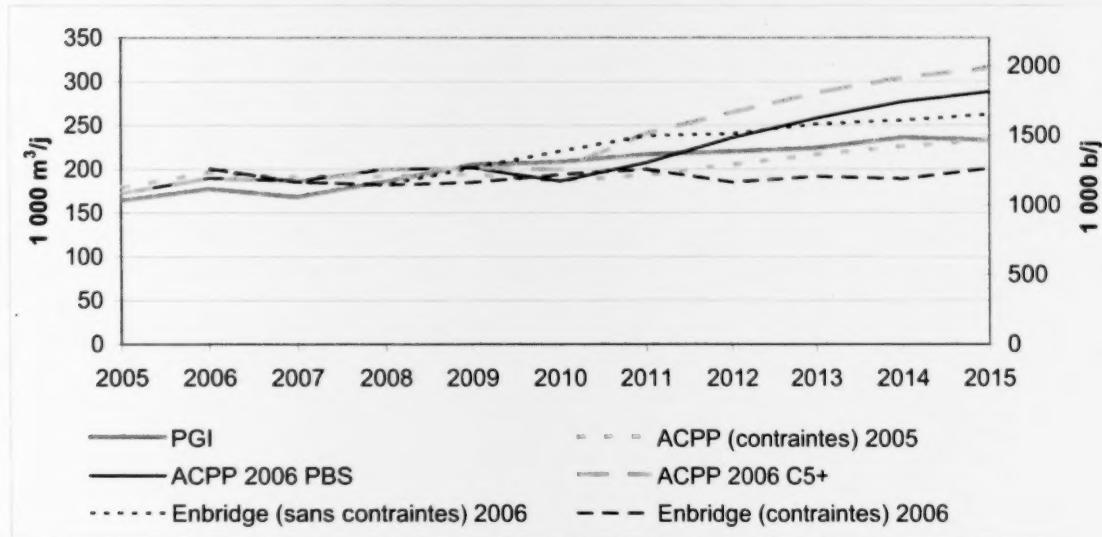
Le rapport souligne que même si elles varient, toutes les prévisions sur les approvisionnements en pétrole brut lourd font état d'augmentations constantes jusqu'à 2015 (figure 2-2).

Figure 2-2
Graphique comparatif des prévisions sur les approvisionnements en pétrole brut lourd dans l'Ouest canadien



Toujours selon le rapport de Purvin & Gertz, les approvisionnements prévisionnels en pétrole brut léger vont d'un niveau relativement semblable à celui de 2005 jusqu'à la fin de la période de prévision, à une hausse durant la même période. Purvin & Gertz a avancé que les écarts de prévisions résultaient généralement d'hypothèses sur la question de savoir si du pétrole synthétique ou du condensat importé servirait de diluant pour le transport du brut lourd. Purvin & Gertz a souligné que ses prévisions se situaient dans la partie supérieure de la fourchette comparativement à celles de 2005, mais que ses chiffres étaient inférieurs à ceux de l'ACPP pour 2006, notamment après 2013 (figure 2-3).

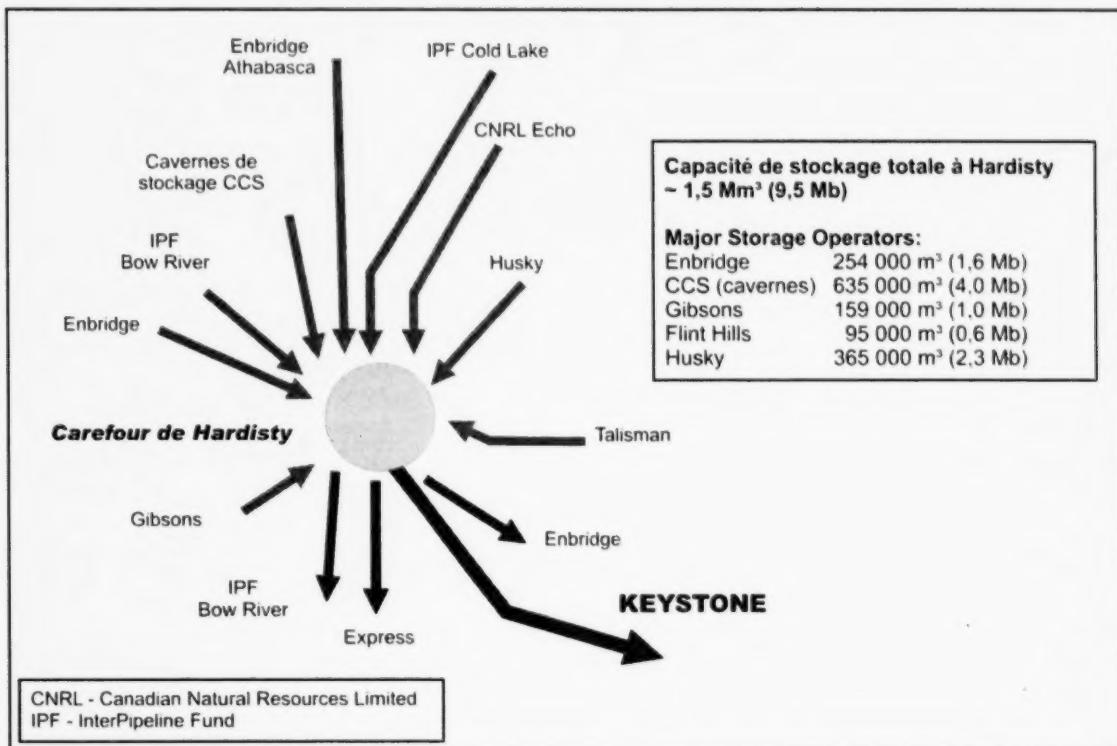
Figure 2-3
Graphique comparatif des prévisions sur les approvisionnements en pétrole brut léger de l'Ouest canadien



Les prévisions de Purvin & Gertz sur les approvisionnements en pétrole soumises par Keystone n'ont pas été contestées par les parties à l'instance.

En plus de traiter des projections d'augmentation des approvisionnements en pétrole brut, Keystone a présenté une preuve au sujet de l'accès aux approvisionnements en amont. Elle a fait observer qu'une capacité de stockage de plus de 1 500 000 m³ (9 500 000 b) est disponible à Hardisty (Alberta), et à laquelle sont raccordés des pipelines partant d'Edmonton, de Cold Lake, de Lloydminster et de Fort McMurray (Alberta). Elle a fait valoir qu'à la capacité pipelinière d'arrivée, qui s'élève à environ 441 500 m³/j (2 777 000 b/j), s'ajoute la capacité de transport ferroviaire et routier. La figure 2-4 présente une illustration du carrefour qui s'est créé à Hardisty, point de réception du pétrole brut qui approvisionne le pipeline Keystone.

Figure 2-4
Infrastructure de Hardisty



Selon Keystone, les parties qui ont conclu des ententes de transport à long terme avec elle, de même que d'autres producteurs de pétrole brut éventuels du BSOC, ont accès au carrefour de Hardisty, ce qui favorise la diversification des sources auxquelles l'oléoduc Keystone peut s'approvisionner. Compte tenu de ces engagements et de l'analyse de Purvin & Gertz, Keystone a conclu que la preuve relative à la disponibilité de pétrole brut pour l'approvisionnement du pipeline Keystone est plus que suffisante et indéniable.

2.2 Transport

Capacité des pipelines d'exportation partant du BSOC

Le rapport de Purvin & Gertz a décrit sept réseaux pipeliniers qui effectuent actuellement l'exportation de pétrole brut de l'Ouest canadien : TransMountain Pipeline (TMPL), Enbridge, Express, Rangeland, Bow River, Wascana et le réseau Westspur d'Enbridge. Le tableau 2-1 présente la capacité actuelle de transport de pétrole brut telle qu'elle a été établie dans le rapport de Purvin & Gertz.

Tableau 2-1
Capacité actuelle des pipelines d'exportation de pétrole brut selon les calculs de Purvin & Gertz

Réseau pipelinier	Capacité – Pétrole brut		Répartition estimative de la capacité pipelinère TOTALE selon le type de produit
	m ³ /j	b/j	
TMPL	20 700 ⁽ⁱ⁾	130 000 ⁽ⁱ⁾	léger (38 %), lourd (31 %), PPR (31 %)
Enbridge	281 700	1 772 300	léger (32 %), lourd (60 %), PPR (8 %)
Express/Platte	45 000 ⁽ⁱⁱ⁾	283 000 ⁽ⁱⁱ⁾	léger (33 % d'ici à 2010) et lourd (67 % d'ici à 2010)
Rangeland	10 300	65 000	léger (77 %) et lourd (23 %)
Milk River	18 800	118 000	léger (4 %) et lourd (96 %)
Wascana	n.d. ⁽ⁱⁱⁱ⁾	n.d. ⁽ⁱⁱⁱ⁾	léger (100 %)
Enbridge Westspur	1 000 ^(iv)	6 000 ^(iv)	léger (12 %), lourd (0 %)
Total	377 500	2 374 300	

(i) La capacité de transport de brut sur TMPL tient compte de l'accroissement de 5 600 m³/j (35 000 b/j) résultant de l'agrandissement du début de 2007. Ce chiffre correspond à la capacité totale du pipeline, soit 41 300 m³/j (260 000 b/j), c'est-à-dire la capacité du pipeline en supposant que 31 % de la capacité totale est affectée au transport de pétrole brut lourd, moins 7 900 m³/j (50 000 b/j) pour tenir compte de la capacité utilisée pour les livraisons de pétrole brut sur le marché intérieur. On soustrait ensuite 12 700 m³/j (80 000 b/j) qui constituent la capacité utilisée pour la livraison de produits pétroliers raffinés (PPR). Il est à noter qu'une capacité supplémentaire de 6 400 m³/j (40 000 b/j) devrait être disponible vers le milieu de 2008.

(ii) La capacité du pipeline Express, soit 45 000 m³/j (283 000 b/j), n'est pas pleinement utilisée parce qu'elle est limitée par celle qui est disponible sur le pipeline Platte qui lui est raccordé. Purvin & Gertz a supposé que les baisses de production de pétrole brut dans les Rocheuses américaines, jumelées à la hausse de la demande dans les raffineries, permettront à Express et/ou à d'autres pipelines approvisionnant les Rocheuses américaines d'augmenter l'utilisation de leur capacité d'exportation combinée de 3 200 m³/j (20 000 b/j) chaque année de 2007 à 2009.

(iii) Le pipeline Wascana dispose d'une capacité de 6 400 m³/j (40 000 b/j), mais il n'est pas en exploitation depuis quelques années, de sorte que sa capacité d'exportation de brut léger ne fait pas partie de l'analyse.

(iv) Le réseau Westspur d'Enbridge est raccordé à la canalisation du Dakota du Nord d'Enbridge à la frontière américaine. Sa capacité d'exportation est d'environ 7 900 m³/j (50 000 b/j). Cependant, comme une partie de cette capacité est affectée au transport de pétrole brut sur le marché intérieur des É.-U., on estime que seulement 12 % de la capacité ou 1 000 m³/j (6 000 b/j) est disponible pour le transport de brut canadien.

Malgré certains accroissements de la capacité actuelle, Purvin & Gertz prévoit que la capacité de ces réseaux existants ne suffira pas au transport des volumes de production prévus et des exportations subséquentes passé 2009. Faute de capacité additionnelle pour l'exploration du pétrole brut de l'Ouest canadien, le déficit de transport pourrait atteindre 53 000 m³/j (339 000 b/j) d'ici à 2011 et 136 000 m³/j (860 000 b/j) d'ici à 2016. Purvin & Gertz prévoyait en plus que l'insuffisance de capacité pipelinière pour le brut canadien se traduirait par des remises de prix, des expéditions sur des marchés moins intéressants, des cessations de production et le report possible d'investissements dans des projets de sables bitumineux annoncés, mais pour lesquels aucun capital n'a été engagé.

Bien qu'aucune des parties n'ait directement remis en question le besoin en capacité pipelinière additionnelle en provenance du BSOC, le SCEP a souligné que l'Office est saisi d'autres demandes d'installations pipelinaires qui sont liées à des sources d'approvisionnement

communes ou à des marchés communs. Il a argué que l'étude du projet sans égard à d'autres propositions apparentées ne s'inscrivait pas dans le mandat de l'Office à l'égard de l'intérêt public. En conséquence, et pour appuyer sa proposition suivant laquelle l'Office devrait entreprendre un examen élargi du projet dont il est saisi, le SCEP a incité l'Office à prendre en considération d'autres propositions apparentées, soit imminentes, soit déjà en cours d'examen réglementaire, pour déterminer lesquelles des propositions de pipeline cadreraient le mieux avec les objectifs de la politique canadienne en la matière.

En réponse à la plaidoirie du SCEP, Keystone a fait valoir que les renseignements sur d'autres pipelines ne sont pas requis ou ne sont pas pertinents pour les besoins de l'évaluation du bien-fondé du pipeline Keystone. Elle a fait savoir de plus qu'il ne manque rien à la demande de Keystone étant donné qu'elle est conforme aux exigences stipulées dans le Guide de dépôt de l'Office et à la décision sur la portée de l'évaluation.

Capacité du pipeline Keystone

Keystone a affirmé que le projet pourrait faire grimper la capacité de transport dont disposent les producteurs de pétrole de l'Ouest canadien de 69 200 m³/j (435 000 b/j), soit la capacité de conception du pipeline, d'ici à 2009. Elle a souligné également que cette capacité pourrait être portée à 94 000 m³/j (591 000 b/j) par l'ajout d'installations de pompage.

Keystone a fait observer que, tel qu'il est énoncé dans son Tarif pétrolier du réseau de pipelines Keystone (Tarif), le pipeline serait en mesure de transporter une variété de qualités de pétrole brut allant du mélange lourd au brut synthétique léger. Cette gamme de bruts est présentée au tableau 2-2.

Tableau 2-2
Propriétés du pétrole brut transporté par le pipeline Keystone

Produit	Densité standard	Température de référence		Viscosité	
		kg/m³	°C	°F	cSt
Mélange lourd	940	7,5	45,5	227	164
		18,5	65,3	523	350
Brut synthétique	865	Non disponible	Non disponible	8	12

Selon Keystone, outre l'augmentation de la capacité d'exportation de plusieurs sortes de pétrole brut, le concept de pipeline express qu'est celui de son pipeline sur le trajet de Hardisty (Alberta) à Wood River (Illinois) protégerait mieux l'intégrité des lots et par conséquent permettrait de livrer un produit de meilleure qualité comparativement aux pipelines concurrents. Cette conception éliminerait en outre la nécessité de prévoir des réservoirs de dégagement et raccourcirait la durée du transport.

2.3 Marché du pétrole brut de l'Ouest canadien

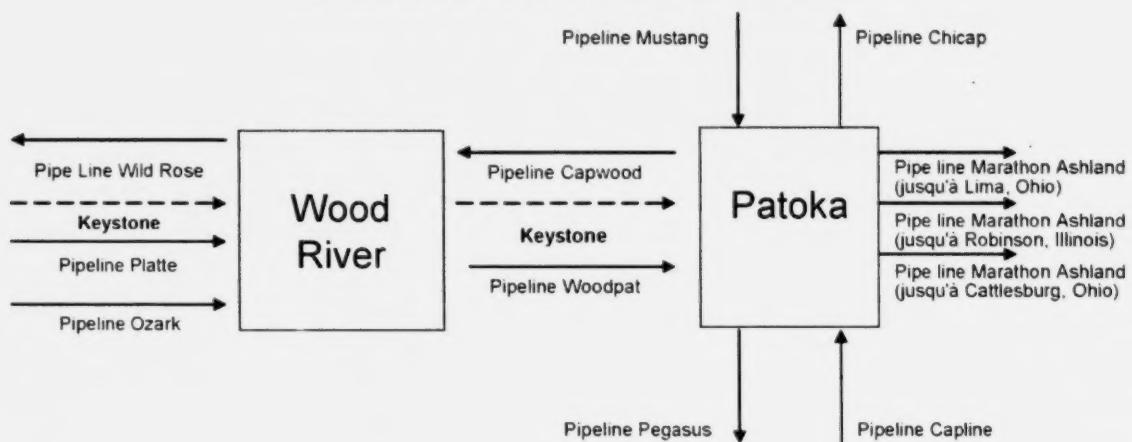
Selon le rapport de Purvin & Gertz, en 2005, les huit raffineries de l'Ouest canadien ont traité environ 92 800 m³/j (584 000 b/j) de pétrole brut, ce qui représente près de 97 % de leur capacité

totale estimative de 96 100 m³/j (605 000 b/j). Depuis 2000, la croissance annuelle de la demande de pétrole brut de ces raffineries a été de 1,4 % par année. Purvin & Gertz prévoit que la demande augmenterait de 1,5 % par année et que par conséquent, le volume demandé n'augmenterait que de 7 100 m³/j (45 000 b/j) d'ici à 2010. Purvin & Gertz a fait remarquer en outre que la consommation de pétrole brut lourd dans les raffineries de l'Ouest canadien ne devrait pas croître de beaucoup et que les exportations de brut lourd devraient donc s'accroître.

Marchés cibles de Keystone

Keystone a fait savoir dans sa demande que les marchés cibles du projet sont les raffineries du sud du PADD II. Les raffineries du PADD II peuvent obtenir du brut de l'Illinois, que ce soit à Wood River ou à Patoka. Ces endroits constituent un carrefour de marché, tel que l'illustre la figure 2-5. Il convient de noter que la raffinerie de ConocoPhillips à Wood River, d'une capacité de 48 600 m³/j (306 000 b/j) et celle de Marathon Ashland Petroleum LLC à Robinson (Illinois), dont la capacité est de 30 500 m³/j (192 000 b/j), pourraient toutes les deux accueillir du pétrole brut livré par le pipeline Keystone.

Figure 2-5
Infrastructure de Wood River et Patoka



En outre, Keystone a affirmé que les deux raffineries prévoient des agrandissements ou des modifications pour permettre le traitement de pétrole brut canadien supplémentaire. ConocoPhillips prévoit ajouter de la capacité de cokéfaction afin de traiter environ 30 200 m³/j (190 000 b/j) de pétrole brut lourd et augmenter sa capacité de raffinage d'entre 4 800 et 7 300 m³/j (30 000 et 46 000 b/j), tandis que Marathon étudie la possibilité d'une modification qui permettrait d'ajouter une capacité de 23 800 m³/j (150 000 b/j) pour le traitement de pétrole brut lourd.

Keystone a avancé que la région éventuellement desservie par le pipeline Keystone par l'entremise du carrefour de Patoka comprend trois autres raffineries en Ohio et au Kentucky dont la capacité de raffinage combinée s'élève à 71 400 m³/j (449 000 b/j).

Purvin & Gertz prévoit que la demande dans le PADD II augmenterait et que des approvisionnements croissants en brut canadien pourraient satisfaire à cette augmentation en plus de contrebalancer la baisse de production aux États-Unis.

Keystone a affirmé qu'elle avait conclu des contrats de transport exécutoires qui sous-tendent le projet. Ces contrats visent 54 100 m³/j (340 000 b/j), ce qui représente 78 % de la capacité de conception du pipeline, et leur durée moyenne est de 18 ans. Elle a fait remarquer cependant qu'elle ne pouvait divulguer de renseignements détaillés sur ces contrats sous prétexte que l'information est délicate sur le plan commercial pour l'expéditeur, Keystone ou les deux. Keystone a fait valoir que l'existence de contrats de transport garanti prouve que le marché soutient le projet et que les modalités de ces arrangements commerciaux négociés sont à la fois raisonnables et concurrentiels.

Le SCEP et l'AFL ont fait part de leurs préoccupations concernant le manque d'information sur les produits qui seraient transportés dans le pipeline. Le SCEP a avancé que faute de détails sur les produits et les volumes qui seraient transportés, il serait impossible pour l'Office de déterminer dans quelle mesure les marchés pour les produits pétroliers exportés par le biais du pipeline Keystone sont adéquats, étant donné qu'il ne pourrait établir si les caractéristiques du pétrole exporté correspondent au type de pétrole que les équipements des raffineries du marché cible sont en mesure de traiter. Le SCEP a fait valoir en outre que l'analyse des marchés faite par Keystone était concentrée sur ce qui se passe aux É.-U. et ne comprenait pas d'analyse équivalente des installations prévues et agrandies en vue du traitement de bitume ou de mélanges lourds au Canada. Il a argué que l'Office ne disposait pas d'une preuve suffisante pour évaluer dans quelle mesure les marchés desservis par le pipeline Keystone peuvent absorber le type de produits pétroliers qui seront vraisemblablement produits en Alberta pour les besoins des marchés d'exportation.

Le Groupe d'expéditeurs de Keystone (GEK) était en faveur des arrangements de transport proposés pour le pipeline Keystone. Il a fait observer que l'on ignore actuellement ce que les expéditeurs du pipeline vont faire livrer et que l'oléoduc peut transporter toute une variété de produits, y compris uniquement des produits valorisés si tel était ce que les expéditeurs et les marchés souhaitent. Il a argué qu'une telle souplesse était la clef d'une réaction efficace à la demande et aux signaux de prix du marché.

2.4 Capacité de financement

Keystone a souligné dans sa demande qu'elle obtiendra les capitaux dont elle a besoin pour la construction du projet auprès de sa société mère, TransCanada. TransCanada, au moyen de ses flux de trésorerie et du recours aux marchés financiers du Canada et des É.-U., sera en mesure de financer la totalité des dépenses en immobilisations nécessaires à la construction et la mise en service du projet. Elle a ajouté qu'elle avait signé des contrats pour des droits négociés sur 78 % de la capacité du pipeline pour une durée moyenne de 18 ans. Keystone a affirmé en outre que les droits négociés comportaient une composante fixe et une composante variable. La composante fixe vise le recouvrement des capitaux investis et la composante variable correspond aux frais d'exploitation réels rajustés annuellement.

Aucune préoccupation n'a été soulevée et aucune partie n'a demandé à interroger Keystone sur le mode de financement proposé ou la capacité de la société de recouvrer les capitaux investis, les frais d'exploitation ou les frais de financement des installations faisant l'objet de la demande.

Opinion de l'Office

L'Office juge raisonnable l'évaluation présentée par Keystone au sujet de la production et des approvisionnements de pétrole brut, de l'infrastructure de transport et des marchés du pétrole brut de l'Ouest canadien. L'Office est convaincu d'après la preuve qu'il a examinée qu'il y aura suffisamment de pétrole brut et des marchés adéquats pour soutenir la construction et l'exploitation à long terme du pipeline Keystone. L'Office est d'avis qu'il existe un besoin de capacité de transport additionnelle pour le pétrole brut provenant du BSOC aux fins d'expédition de la production croissante du pétrole extrait des sables bitumineux sur les marchés des É.-U. que Keystone a cernés.

L'Office estime que TransCanada, société mère de Keystone, est en mesure de financer la construction du projet et sa mise en exploitation. L'Office reconnaît de plus que Keystone a conclu des contrats d'une durée moyenne de 18 ans pour 78 % de la capacité du pipeline et que des droits ont été négociés pour le recouvrement des coûts en capital et des frais d'exploitation. Les volumes qui seront vraisemblablement transportés pour le compte d'expéditeurs dont aucun engagement n'a été obtenu, et qui seront tarifés à un maximum de 120 % du droit négocié de cinq ans, permettront également de recouvrer les coûts. Dans l'ensemble, l'Office est convaincu qu'il y a des dispositions adéquates pour le recouvrement du coût en capital, des frais d'exploitation et des frais de financement des installations faisant l'objet de la demande.

L'Office s'est arrêté également sur les préoccupations de certains intervenants au sujet de la composition, non précisée, des produits qui seront transportés dans le pipeline Keystone. L'Office croit qu'il n'est pas nécessaire de connaître ces renseignements pour déterminer si le pipeline Keystone sera utilisé à un niveau raisonnable pendant sa durée de vie économique. L'Office croit de plus que les marchés pétroliers évolueront sans cesse et qu'ils seraient mieux desservis par un pipeline pouvant transporter une variété de produits de manière efficace, raison pour laquelle le pipeline Keystone a été conçu. L'Office constate un appui solide de la part des expéditeurs en faveur du projet sous forme de contrats à long terme pour une partie considérable de la capacité du pipeline et il se rend compte qu'aucun intervenant n'a mis en doute la preuve de Keystone au sujet des approvisionnements, du transport et des marchés. L'Office est convaincu que si elles sont approuvées, les installations visées par la demande seront utilisées à un niveau raisonnable et que les droits seront payés.

Au cours de sa plaidoirie finale, le SCEP a laissé entendre que dans le cas de la demande à l'étude, l'Office devrait interpréter l'intérêt public de façon assez large pour inclure l'examen de cette demande dans le contexte d'autres projets proposés. Or il n'est pas dans les habitudes de l'Office d'entendre une demande visant des installations en la comparant avec d'autres. Il a même déterminé, à l'instance portant sur le projet Sable¹ que la loi ne l'oblige pas à tenir des audiences comparatives. L'Office est d'avis qu'obligation lui est faite de prêter l'oreille à tous les points de vue afin de déterminer si le projet « est d'utilité publique, tant pour le présent que pour le futur ». L'Office estime que les circonstances du présent dossier ne justifient pas la tenue d'une audience comparative. L'Office juge par conséquent qu'il ne conviendrait pas de retarder sa décision en l'espèce.

1 Rapport de la Commission d'examen conjoint, Projets Sable Gas, octobre 1997, annexe VI, Décision intérimaire de l'Office national de l'énergie sur une requête de TQM - Décision relative aux audiences comparatives et au report de la décision, à la page 137.

Chapitre 3

Droits et tarifs

Keystone a sollicité l'approbation de la méthode de tarification et du tarif proposés pour le projet, aux termes de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ. Keystone a aussi demandé d'être réglementée en fonction des plaintes reçues, en ce qui touche ses droits et tarifs.

3.1 Droits

Pour les fins de tarification, Keystone propose de distinguer deux types de services : le service aux expéditeurs ayant souscrit des engagements, appelé ci-après le service souscrit, qui s'appuie sur une entente de service de transport (EST) à long terme et auquel des droits propres au service souscrit seraient appliqués; et le service aux expéditeurs n'ayant pas souscrit d'engagement, appelé ci-après le service non souscrit, qui ne fait pas l'objet d'une EST et est tarifié suivant un barème de droits distinct.

Droits du service souscrit

Keystone a déclaré que les droits du service souscrit ne sont pas établis suivant la méthode classique du coût de service et qu'elle a accepté d'assumer certains risques financiers. Les droits applicables au service souscrit ont été négociés et structurés de manière à recouvrer un certain nombre de coûts fixes et variables.

La partie fixe du droit du service souscrit vise à recouvrer les capitaux investis et resterait inchangée pendant toute la durée de l'EST. La composante fixe est « lissée » pour offrir plus de prévisibilité et de stabilité tarifaires. Elle diminue en fonction de l'augmentation de la durée du contrat (5, 10, 15 et 20 ans) afin de reconnaître l'engagement financier plus important que font les expéditeurs qui concluent des EST de longue durée. La composante fixe du droit doit être acquittée peu importe que l'expéditeur achemine du pétrole ou non.

Dans les deux mois suivant l'approbation réglementaire de la demande, Keystone ferait une nouvelle estimation des dépenses en immobilisations du projet. La partie fixe du droit changerait d'un pourcentage égal à la variation en pourcentage entre les coûts estimatifs recalculés du projet et les coûts estimés à l'origine. Au plus tard deux ans après le démarrage du projet, une détermination définitive des coûts en capital serait effectuée et la composante fixe du droit serait soit relevée soit réduite d'un pourcentage égal à la moitié de la variation en pourcentage entre les coûts définitifs et les coûts estimatifs recalculés du projet. Pour offrir une plus grande certitude tarifaire et répondre au souci des expéditeurs de réduire les coûts de construction au minimum, Keystone assumerait l'autre moitié de la variation des coûts de construction.

Keystone a indiqué que la partie variable du droit du service souscrit transfère aux expéditeurs les frais d'exploitation réels, ajustés annuellement, et reflète les différences dans les coûts de transport qui tiennent au type de pétrole brut expédié. Keystone a précisé qu'après le troisième

anniversaire de la mise en service du pipeline, elle tenterait de négocier des dispositions à caractère incitatif au chapitre des frais d'administration, d'entretien et d'exploitation.

Le tableau 3-1 présente le barème de droits que Keystone a fourni à titre indicatif.

Tableau 3-1

Exemples de droits du service souscrit pour le transport de Hardisty (Alberta) à la frontière canado-américaine (\$CAN)

Canal.	Durée du contrat	5 ans		10 ans		15 ans		20 ans	
		Unités :	\$/m³	\$/b	\$/m³	\$/b	\$/m³	\$/b	\$/m³
1	Partie fixe	Partie fixe	3,124	0,497	3,118	0,496	3,066	0,488	2,994
2	Partie variable – Léger	Partie variable – Léger	1,862	0,296	1,862	0,296	1,862	0,296	1,862
3	Droit total – Léger (1 + 2)	Droit total – Léger (1 + 2)	4,986	0,793	4,980	0,792	4,928	0,784	4,856
4	Partie variable – Lourd	Partie variable – Lourd	2,645	0,421	2,645	0,421	2,645	0,421	2,645
5	Droit total - Lourd (1 + 4)	Droit total - Lourd (1 + 4)	5,769	0,918	5,763	0,917	5,711	0,909	5,639
									0,897

Droits du service non souscrit

Keystone a indiqué que le droit maximum tarifié pour le service aux expéditeurs n'ayant pas souscrit d'engagement équivaudrait au droit du service souscrit (composantes fixe et variable) pour une période contractuelle de cinq ans, y compris les rajustements éventuels, majoré d'une prime de 20 %. Outre qu'elle transmet des signaux économiques appropriés en ce qui touche le droit qu'il convient d'exiger en l'absence d'engagements d'expédition à long terme, la conception des droits applicables au service non souscrit se veut concurrentielle par rapport à d'autres solutions de transport. Le tableau 3-2 compare les droits du service non souscrit aux droits du service souscrit pour une période de cinq ans.

Tableau 3-2

Comparaison des droits du service non souscrit et du service souscrit pour le transport de Hardisty (Alberta) à la frontière canado-américaine (\$CAN)

Unités	Non souscrit		Souscrit pour 5 ans	
	\$/m³	\$/b	\$/m³	\$/b
Brut léger	5,983	0,952	4,986	0,793
Brut lourd	6,924	1,101	5,769	0,918

Keystone a souligné que, si la conjoncture du marché le dictait, il se pourrait qu'elle doive offrir la capacité ne faisant pas l'objet d'engagements à un tarif moindre que le droit maximal du service souscrit. Si la conjoncture du marché laissait entrevoir que le droit du service non souscrit n'était pas concurrentiel, Keystone présenterait une demande tarifaire à l'Office en vue soit de réduire le niveau du droit, soit de solliciter l'approbation d'un mécanisme d'escompte.

Les parties n'ont soulevé aucun sujet de préoccupation et n'ont pas demandé à interroger Keystone au sujet de la méthode de tarification proposée pour le service souscrit et le service non souscrit ou de la possibilité d'accorder un escompte sur le droit applicable au service non souscrit.

3.2 Caractère approprié de la quantité de capacité réservée sous contrat sur le pipeline de transporteur public

Le paragraphe 71(1) de la Loi sur l'ONÉ exige qu'une société exploitant un oléoduc offre le service à toute partie qui souhaite expédier du pétrole via son pipeline. Lorsque la capacité de transport du pipeline est réservée sous contrat, l'Office examine le processus d'appel de soumissions ainsi que la quantité de capacité qui sera disponible pour les livraisons ponctuelles afin d'évaluer si la société pipelinère agit en conformité avec ses obligations à titre de transporteur public.

3.2.1 Appel de soumissions

En avril 2005, TransCanada a lancé un appel de déclarations d'intérêt non contraignantes en vue de la souscription de capacité sur l'oléoduc Keystone proposé, et des expéditeurs éventuels ont manifesté de l'intérêt pour 79 500 m³/j (500 000 b/j) de capacité. Entre le 1^{er} novembre et le 4 décembre 2005, elle a fait un appel de soumissions pour solliciter des déclarations d'intérêt exécutoires de la part des expéditeurs.

Parallèlement à l'appel de soumissions, TransCanada a fait deux appels de déclarations d'intérêt non contraignantes concernant des prolongements éventuels du projet Keystone, à savoir l'ajout d'un point de départ dans la région de Fort Saskatchewan (Alberta) et un tronçon de prolongement jusqu'à Cushing (Oklahoma).

Dans le cadre de l'appel de soumissions, les expéditeurs éventuels avaient la possibilité de conclure des EST en vertu desquelles ils s'engageaient à expédier un volume minimum de 800 m³/j (5 000 b/j) pendant une période de 5, 10, 15 ou 20 ans. Aux termes de l'EST, l'expéditeur se ferait offrir, une seule fois, l'option de proroger son contrat d'une autre période de cinq ans, si la durée initiale du contrat était inférieure à 20 ans. S'il s'agissait déjà d'un contrat de 20 ans, l'expéditeur aurait l'option, offerte une seule fois, de le prolonger d'une période de jusqu'à 10 ans.

L'EST offrait également aux expéditeurs qui avaient souscrit des contrats pour transporter un volume minimum de 4 000 m³/j (25 000 b/j) pendant des périodes de 10, 15 ou 20 ans une option, valable pendant 60 jours, suivant laquelle ils pouvaient s'engager à acquérir des droits de capacité supplémentaires équivalant à jusqu'à leur part proportionnelle de tout ajout de capacité, dans l'éventualité d'un prolongement du pipeline ou d'un accroissement de sa capacité matérielle jusqu'à concurrence d'un maximum de 95 400 m³/j (600 000 b/j). Le 30 janvier 2007, Keystone a lancé un appel de soumissions exécutoires en prévision de l'accroissement de la capacité d'exploitation nominale du pipeline à 93 800 m³/j (590 000 b/j) et de la construction d'un prolongement de la partie américaine du pipeline jusqu'à Cushing (Oklahoma). Aucun expéditeur admissible ne s'étant prévalu de l'option offerte avant l'appel de soumissions touchant l'ajout de capacité, Keystone prévoit que l'option sera sans effet.

3.2.2 Capacité disponible

Keystone a déclaré que le premier appel de soumissions a donné lieu à la signature de contrats à long terme totalisant 54 100 m³/j (340 000 b/j), et que la durée moyenne des contrats était de 18 ans. Ainsi, une capacité de 15 100 m³/j (95 000 b/j), ne faisant pas l'objet d'engagements, serait accessible à l'ensemble des expéditeurs. Le Tarif prévoit que, en période de répartition de la capacité, les expéditeurs ayant souscrit des engagements de transport jouiraient d'un accès prioritaire, sans répartition, à la capacité réservée suivant leur engagement d'expédition obligatoire (*ship-or-pay*). Toute capacité libre restante serait répartie, de façon proportionnelle, parmi toutes les autres commandes d'expédition.

Keystone a expliqué que, si des expéditeurs manifestaient le désir d'acquérir de la capacité additionnelle sous contrat, elle tenterait peut-être de commercialiser une partie de la capacité ne faisant pas l'objet d'engagements au moyen d'un appel de soumissions. Elle a indiqué, toutefois, qu'elle réservait 4 000 m³/j (25 000 b/j) de cette capacité pour l'offrir à titre de capacité non souscrite. Keystone a également noté qu'une capacité supplémentaire, calculée comme étant l'écart entre la capacité d'exploitation nominale et la capacité de conception, serait normalement disponible, soit au plus 7 600 m³/j (48 000 b/j), pour les expéditions ponctuelles.

Aucune des parties n'a formulé de commentaires au sujet de l'à-propos de l'appel de soumissions ou de la répartition de la capacité qui en a découlé.

3.3 Mode de réglementation

En ce qui touche les droits et tarifs, Keystone a demandé d'être réglementée comme une société du Groupe 2, c'est-à-dire en fonction des plaintes reçues.

Si l'Office n'était pas disposé à approuver ce mode de réglementation, Keystone demandait qu'il lui permette de faire des dépôts tarifaires en conformité avec l'alinéa 60(1)a) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et qu'il la dispense de l'obligation de déposer des rapports de surveillance trimestrielle et des mesures de rendement ainsi que de tenir des livres comptables conformes aux dispositions du *Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs* (RNCO).

Dans sa demande, Keystone a fait référence aux Motifs de décision GH-3-97, visant Alliance Pipeline Ltd., en ce qui concerne les facteurs qui ont été jugés pertinents par le passé lorsqu'il s'agissait pour l'Office de déterminer le mode de réglementation approprié. Ces facteurs comprennent la taille des installations, la prestation éventuelle de services de transport à des tiers et la question de savoir si le pipeline est réglementé suivant la formule classique du coût de service.

Keystone a argué que, même si le projet n'est pas de faible envergure, la clientèle d'expéditeurs et le fait que les droits aient été fixés par voie de négociation militent en faveur d'une réglementation des droits et tarifs fondée sur les plaintes reçues. Les services de transport de Keystone s'appuient sur des EST signées par des expéditeurs avertis, qui ont une durée moyenne de 18 ans et représentent 78 % de la capacité d'exploitation nominale du pipeline. La

composante fixe du droit du service souscrit n'est pas établie suivant la méthode classique de recouvrement du coût de service. En effet, Keystone assume des risques qui ne sont pas normalement pris en charge par le transporteur suivant un modèle classique de tarification fondée sur le coût de service, notamment le risque de sous-utilisation du réseau, le risque que le droit du service non souscrit s'avère non concurrentiel, le risque de non-renouvellement des contrats et l'éventuel dépassement des coûts de construction.

Keystone a également fait valoir que les EST accordent aux parties le droit de vérifier le recalcul des coûts estimatifs du projet (lesquels ont une incidence déterminante sur la partie fixe du droit) et qu'elle entendait négocier des dispositions à caractère incitatif, une fois le pipeline mis en service, en ce qui a trait à la composante variable du droit. En outre, les expéditeurs auraient le droit permanent de procéder à une vérification annuelle des calculs portant sur la composante variable du droit.

En cas de différend touchant les droits exigés, les modalités d'accès au pipeline ou les services de transport assurés par celui-ci, tous les expéditeurs, peu importe qu'ils aient conclu des EST à long terme ou non, auraient le droit de porter plainte devant l'Office. Telles sont les raisons pour lesquelles Keystone demandait d'être réglementée comme une société du Groupe 2, c'est-à-dire en fonction des plaintes reçues.

Aucun sujet de préoccupation n'a été soulevé et aucune des parties n'a voulu interroger Keystone sur le mode de réglementation sollicité.

Opinion de l'Office

Droits et tarifs

Les articles 62 et 67 de la Loi sur l'ONÉ exigent que les droits soient justes et raisonnables et qu'ils ne donnent lieu à aucune distinction injuste. L'Office remarque qu'aucune des parties à l'instance n'a fait état de préoccupations au sujet de la méthode de tarification que Keystone a proposée. L'Office trouve que la méthode de tarification proposée pour le service souscrit donnerait lieu à des droits qui sont justes et raisonnables puisqu'ils sont le produit de négociations entre des parties averties. Par ailleurs, l'Office estime que la méthode proposée pour la fixation des droits du service non souscrit, c'est-à-dire l'ajout d'une prime de 20 % au droit du service souscrit de 5 ans, est également juste et raisonnable. En outre, l'Office accepte la proposition de Keystone voulant qu'elle lui soumette un barème de réduction des droits du service non souscrit, si la conjoncture du marché rendait les droits proposés non concurrentiels.

La perception de droits différents dans le groupe d'expéditeurs ayant souscrit des engagements à long terme ainsi qu'entre les expéditeurs qui ont contracté des engagements à long terme et ceux qui n'en ont pas contracté traduit les divers niveaux de soutien et de risque que chacun accorde ou assume relativement au projet Keystone. Par conséquent, l'Office estime que la tarification différentielle proposée ne donne pas lieu

à des distinctions injustes. De même, l'Office trouve que les droits de renouvellement et l'accès sans répartition de la capacité dont bénéficieraient les expéditeurs ayant souscrit des engagements ne sont pas non plus une source de distinction injuste.

Capacité réservée sous contrat

Dans des décisions antérieures, l'Office a jugé que des sociétés d'oléoducs agissaient en conformité avec leurs obligations à titre de transporteur public lorsqu'elles avaient tenu un appel de soumissions dans les formes et lorsque leurs installations pouvaient être facilement agrandies ou offraient une capacité libre suffisante pour répondre à des commandes d'expédition mensuelles. En l'espèce, l'Office a établi que l'appel de soumissions tenu par TransCanada avait accordé à tous les expéditeurs éventuels une chance égale et juste de participer. L'Office constate que la capacité du pipeline peut être portée à jusqu'à 94 000 m³/j (591 000 b/j) et qu'une capacité de 15 100 m³/j (95 000 b/j), soit environ 22 % de la capacité d'exploitation nominale du pipeline, est actuellement disponible pour les expéditions ponctuelles. Keystone s'est engagée à réserver 4 000 m³/j (25 000 b/j), soit environ 6 % de la capacité d'exploitation nominale du pipeline, pour l'offrir en tant que capacité non souscrite, en plus de toute capacité supplémentaire qui serait disponible.

L'Office note qu'aucun expéditeur éventuel n'a fait état, au cours de l'audience, d'une intention ferme d'utiliser le pipeline de façon continue et qu'aucune partie n'a contesté l'équité de l'appel de soumissions ou de la répartition de la capacité qui en a découlé. Ainsi, l'Office juge que Keystone a respecté les obligations associées à sa qualité de transporteur public.

Libre accès

Outre une capacité matérielle suffisante, le libre accès à la capacité de transport d'un pipeline est une condition préalable importante pour permettre le fonctionnement efficace et efficient du marché. Le principe voulant que les expéditeurs connaissent les modalités d'accès au pipeline, avant la négociation des contrats, contribue à mettre tous les expéditeurs sur un pied d'égalité au moment de négocier des arrangements commerciaux, puisque cela favorise la transparence et prévient le risque d'abus du pouvoir de marché, réel ou perçu.

L'Office souligne que le marché du transport de pétrole a évolué, et continuera d'évoluer, en admettant des arrangements commerciaux mieux adaptés aux besoins des participants du marché. Cette évolution s'est manifestée, entre autres, par l'acceptation, dans des conditions et circonstances précises, de la prise d'engagements contractuels fermes visant la capacité d'oléoducs exploités sous le régime des obligations de

transporteur public prescrites par la Loi sur l'ONÉ. Dans la plupart des cas, ceci a donné lieu à des situations où la majeure partie de la capacité est réservée sous contrat au service de transport garanti, et où le reste de la capacité sert à répondre aux besoins des expéditeurs n'ayant pas conclu de contrats.

L'Office trouve que les principes de la transparence et du libre accès valent autant pour la capacité réservée sous contrat que pour la capacité non souscrite en vertu de contrats. Il estime également qu'il serait avantageux pour les intervenants du marché de connaître les conditions générales d'accès à la capacité que la société pipelière offrira sous contrat avant que celle-ci ne lance son processus d'appel de soumissions. Dans le cadre de la décision GH-2-87², l'Office a exprimé l'opinion suivante sur la question :

Toutefois, l'Office considère essentiel que toutes les modalités d'accès à un réseau soient stipulées clairement dans le tarif afin d'assurer qu'aucune limite injuste en matière de service n'est imposée par les sociétés pipelières qui évoluent dans les secteurs de commercialisation et de production de l'industrie du gaz naturel. Selon l'Office, les expéditeurs éventuels ont le droit de connaître les modalités d'accès à un réseau pipelinier avant de négocier des contrats puisque ainsi, les participants au marché peuvent prendre des décisions renseignées en matière d'approvisionnement et de marché, ce qui contribue au fonctionnement efficace du marché.

Les Motifs de décision GH-2-87 ont été rédigés dans le contexte de l'accès aux réseaux de transport de gaz naturel, mais les principes réglementaires du libre accès aux services de transport et de la stipulation des modalités d'accès dans un tarif s'appliquent tout autant aux services de transport de pétrole, et spécialement aux réseaux d'oléoducs dont la capacité est offerte sous contrat. Ainsi, l'Office enjoint Keystone de modifier son Tarif en y exposant les modalités d'accès à la capacité de transport réservée sous contrat sur le pipeline Keystone avant la mise en exploitation.

Mode de réglementation

Le Protocole sur la réglementation des sociétés du Groupe 2, adopté en décembre 1995, définit deux groupes de sociétés pipelières. Les sociétés du Groupe 1 sont généralement soumises à un degré plus élevé de réglementation financière et de surveillance que ne le sont les sociétés du Groupe 2.

²

GH-2-87, TransCanada PipeLines Limited, Demandes relatives aux installations et à l'approbation de la méthode de conception des droits et des questions tarifaires connexes, juillet 1988.

Par le passé, lorsqu'il s'agissait de déterminer le groupe dans lequel il convenait de classer une société, l'Office tenait compte de la taille des installations, de l'éventuel transport de produits pour le compte de tiers et de la question de savoir si le pipeline est réglementé suivant la formule classique du coût de service.

Étant donné que les droits applicables autant au service souscrit qu'au service non souscrit sont déterminés par référence à des ententes négociées, plutôt que suivant la méthode classique du coût de service, l'Office en conclut que Keystone devrait être considérée comme une société du Groupe 2. Par conséquent, Keystone devra se conformer aux exigences du paragraphe 5(2) du RNCO.

Keystone doit en outre respecter les exigences suivantes :

1. Tous les dépôts tarifaires effectués en vertu de l'alinéa 60(1)a) de la Loi sur l'ONÉ doivent être accompagnés d'une documentation à l'appui concernant les droits;
2. Si Keystone déterminait que le droit du service non souscrit n'est pas concurrentiel et présentait à l'Office une demande pour en réduire le niveau, Keystone serait tenue de fournir de la documentation à l'appui, y compris des explications sur le mécanisme d'escompte;
3. Au moment de déposer une demande auprès de l'Office, Keystone devra en même temps fournir une notification de la demande à ses expéditeurs et aux parties intéressées et aviser ces derniers qu'ils doivent saisir l'Office, par écrit, de leurs commentaires et de leurs préoccupations concernant la demande, dans les dix jours après avoir reçu de Keystone la notification du dépôt en question.

Chapitre 4

Ingénierie

Lorsque l'Office examine une demande visant un pipeline ou autre installation, il étudie les questions de sécurité pertinentes pour s'assurer que l'entreprise conçoive, construise et exploite ses installations de manière sécuritaire. L'Office vérifie que le projet proposé répond aux exigences réglementaires sur la sécurité des employés et du public. Il peut également se pencher sur des questions telles que l'à-propos de la conception, des techniques de construction, des matériaux et des systèmes de commande proposés, de même que sur la sûreté du pipeline et les risques éventuels à l'intégrité de ce dernier.

4.1 Conception du projet

Le projet Keystone est constitué des éléments suivants :

- construction d'un pipeline de 271 km d'un diamètre de 762 mm (NPS 30), soit 268 km en Alberta et 3 km en Saskatchewan;
- modifications en vue de convertir 864 km de la canalisation 100-1 du transport du gaz au transport du pétrole;
- construction d'un pipeline de 10 km d'un diamètre de 864 mm (NPS 34) de Carman à Elm Creek (Manitoba);
- construction d'un pipeline de 90 km d'un diamètre de 762 mm (NPS 30) de Elm Creek Manitoba à la frontière canado-américaine;
- installation d'appareillage de raclage sur les tronçons existants et ceux qui doivent être construits;
- construction de 16 stations de pompage;
- construction de trois réservoirs opérationnels d'une capacité de conception de 55 600 m³ (350 000 b), de la tuyauterie de connecteur connexe et d'installations de comptage à Hardisty (Alberta).

Une carte du projet est présentée à la figure 1-1. Les caractéristiques des pipelines à construire et des tronçons de remplacement sur la canalisation 100-1 sont résumées au tableau 4-1.

Tableau 4-1**Caractéristiques des pipelines à construire et des tronçons de remplacement de la canalisation 100-1**

	Tronçon Alberta/Saskatchewan	Tronçon existant Saskatchewan/Manitoba	Tronçon Manitoba	
Diamètre extérieur	762 mm (NPS 30)	864 mm (NPS 34)	864 mm (NPS 34) (10 km)	762 mm (NPS 30) (90 km)
Épaisseur de la paroi	8,6 mm (Nuance 550) ou 9,8 mm (Nuance 483)	Minimum de 9,5 mm (Nuance 550) ou de 9,5 mm (Nuance 483 ou Nuance 414)	9,7 mm (Nuance 550) ou 11,1 mm (Nuance 483)	8,6 mm (Nuance 550) ou 9,8 mm (Nuance 483)
Nuance des matériaux	550 MPa ou 483 MPa	550 MPa, 483 MPa ou 414 MPa	550 MPa ou 483 MPa	
Catégorie de matériaux	Catégorie 1	Catégorie 1	Catégorie 1	
Pression maximale d'exploitation	9930 kPa (1 440 lb/po ²)	6070 kPa (880 lb/po ²)	9930 kPa (1 440 lb/po ²)	

Le tableau 4-2 présente l'emplacement et l'équipement de chaque station de pompage et.

Tableau 4-2
Emplacement des stations de pompage et matériel

Numéro de la station de pompage	Nom de la station de pompage	Province	Distance entre stations (BK)	Nombre de moto-pompes	Puissance du moteur (kW)
PS 5	Hardisty	AB	0,0	4	3 000
PS 6	Lakesend	AB	48,6	2	3 000
PS 7	Monitor	AB	104,4	3	3 000
PS 8	Oyen	AB	162,3	3	3 000
PS 9	Bindloss	AB	230,8	3	3 000
PS 11	Cabri	SK	361,0	2	3 000
PS 13	Herbert	SK	461,0	2	3 000
PS 15	Caron	SK	564,4	3	3 000
PS 17	Regina	SK	669,2	2	3 000
PS 18	Kendal	SK	720,6	2	3 000
PS 19	Grenfell	SK	774,6	2	3 000
PS 21	Moosomin	SK	879,7	2	3 000
PS 23	Rapid City	MB	987,7	2	3 000
PS 25	Portage la Prairie	MB	1 096,6	2	3 000
PS 26	Carman	MB	1 159,6	3	3 000
PS 27	Haskett	MB	1 223,6	2	3 000

Keystone a fait valoir que les nouveaux tronçons de pipeline et installations proposés seraient conçus, construits et exploités en conformité avec le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (RPT-99) de l'Office, la norme Z662-03 de l'Association canadienne de normalisation (CSA) et les autres normes, devis et codes applicables auxquels il est fait référence dans la demande de Keystone. Des normes de conception, devis et méthodes de construction adaptés aux

pipelines de liquides seraient élaborés au cours de l'étape de conception technique détaillée et seraient conformes aux exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662-03. Keystone a affirmé que lorsque c'était nécessaire, elle avait retenu les services d'ingénieurs-conseils indépendants pendant la conception et l'examen du projet, pour veiller à ce que le pipeline Keystone convienne au service pétrolier.

4.2 Construction

Keystone a indiqué qu'elle prévoit effectuer trois franchissements de cours d'eau d'envergure au moyen de la technique du forage dirigé horizontal (FDH). Ces cours d'eau sont les suivants :

- la rivière Red Deer, en Alberta;
- la rivière Saskatchewan Sud, en Alberta;
- la rivière Boyne, au Manitoba.

Un rapport préliminaire sur l'évaluation technique de ces trois lieux de franchissement, commandé par Keystone, a conclu que le FDH est faisable aux trois endroits. Compte tenu de l'envergure relative de ces franchissements, Keystone a également commandé un rapport de faisabilité pour les franchissements des rivières Red Deer et Saskatchewan Sud qu'elle propose. D'après le rapport, le franchissement de ces cours d'eau au moyen du DFH ne pose pas de grandes difficultés.

Keystone a indiqué que les soudures et essais seraient réalisés en conformité avec la norme CSA Z662-03. La méthode de soudage serait adaptée aux propriétés matérielles des nouveaux tubes ou des tubes existants selon le cas. Des essais non destructifs (inspections radiographiques ou ultrasoniques) de toutes les soudures seraient effectués pour assurer leur qualité sur le terrain.

4.3 Changement de service et intégrité de la canalisation 100-1

Dans le cadre de sa demande, Keystone a prié l'Office d'approuver la conversion d'environ 864 km de pipeline de 864 mm (NPS 34) faisant partie du réseau principal de TransCanada entre Burstall (Saskatchewan) et Carman (Manitoba), soit la canalisation 100-1, du transport de gaz naturel à celui de pétrole. Keystone a affirmé que pour déterminer si le pipeline convenait au transport de liquides, elle a réalisé une évaluation technique de la canalisation 100-1 en conformité avec la clause 10.11.3 de la norme CSA Z662-03. Cette évaluation comprenait un contrôle préalable de la canalisation et une évaluation des risques éventuels sur les tronçons existants et les nouveaux tronçons.

Keystone a indiqué que le contrôle préalable avait inclus un examen des dossiers de conception, d'exploitation et d'entretien de la canalisation 100-1 tenus par TransCanada, de même que des discussions avec les spécialistes en la matière de TransCanada. Keystone a ensuite commandé une évaluation des risques pipeliniers à des consultants, qui se sont inspirés des constatations issues du contrôle préalable. Keystone a allégué que l'évaluation des risques pipeliniers avait consisté en une évaluation des menaces de défaillance visant à définir les probabilités de défaillance et en une analyse des conséquences d'une défaillance.

Keystone a soutenu que l'évaluation technique avait déterminé que la canalisation 100-1 convient au transport de liquides moyennant plusieurs modifications et autres mesures avant et au cours de l'exploitation de cette canalisation en tant que pipeline de liquides. Keystone s'est engagée à soumettre à l'Office une version mise à jour de l'évaluation technique comprenant les résultats des mesures correctives et modifications.

Afin que l'assurance de l'intégrité de la canalisation 100-1 soit du niveau requis, Keystone a déterminé qu'il serait nécessaire de réaliser une inspection interne pour détecter la présence de fissures, avant la cessation du service gazier et d'effectuer les enquêtes et les réparations qui s'imposent avant le début du service de transport pétrolier. Keystone a indiqué que cette démarche procurerait un plus haut degré de certitude quant au rendement convenable de la canalisation 100-1 pour le service pétrolier que les résultats d'un essai hydrostatique à 1,25 fois la pression maximale d'exploitation (PME).

Keystone a indiqué que certaines caractéristiques de sensibilité à la fatigue-corrosion présentes dans la canalisation 100-1 pourraient être l'objet de cycles de pression de forte amplitude en cours de service pétrolier. Compte tenu de ces circonstances, Keystone était d'avis que les essais hydrostatiques constituent une méthode de gestion de l'intégrité inefficace parce qu'ils ne permettraient pas de vérifier l'intégrité du pipeline une fois mis en service pour le transport de liquides. Ils ne serviraient qu'à établir la résistance statique minimale du pipeline au moment de l'essai. Keystone a fait observer qu'une défaillance pourrait se produire au cours du remplissage de la canalisation. De plus, un essai hydrostatique est du type binaire et, par le fait même, ne donne aucun renseignement sur les défauts qui peuvent subsister, sauf ceux qui ne s'étendent pas au-delà de la plage de résistance à l'essai sous pression.

Keystone a fait remarquer en outre que des essais hydrostatiques sous pression de la canalisation 100-1 auraient deux effets importants. Premièrement, le projet serait retardé de trois mois. Deuxièmement, ces essais occasionneraient des frais supplémentaires et la nécessité d'exécuter les activités de construction plus rapidement.

Keystone a soutenu qu'une inspection interne de la canalisation 100-1 permettrait à Keystone de mieux gérer l'intégrité du pipeline parce que ce procédé fournit des renseignements plus détaillés sur les vices propres de la canalisation. Keystone a indiqué que des outils de détection de fissures par inspection interne ont été utilisés souvent, qu'ils se sont révélés efficaces pour la gestion de la fissuration dans de nombreux pipelines, que la capacité de détection de ces outils est excellente et qu'elle s'améliore constamment. L'avantage de l'inspection interne, selon Keystone, est de permettre à cette dernière de mettre en oeuvre une démarche de gestion des vices grâce à laquelle il serait possible de prédire les caractéristiques d'extension des fissures et de les éliminer au bon moment. Keystone s'est engagée à remédier aux échecs de résistance à un rapport de rupture sous pression de 1,25, fuites ou défaillances par fatigue-corrosion constatés au cours des deux premières années d'exploitation, compte tenu de la plage de pression nominale. Keystone s'est également engagée à effectuer une inspection sur le terrain afin de détecter toute fuite éventuelle pendant que le pipeline est affecté au service gazier.

Au cours de la partie orale de l'audience, Keystone a accepté de mener une deuxième inspection interne de la canalisation 100-1 au terme d'une année de service pétrolier. Elle a indiqué que cette deuxième inspection interne lui permettrait de réaliser une analyse plus approfondie et de

comparer les résultats des deux inspections pour valider les méthodes employées pour la gestion de l'intégrité du pipeline. Keystone s'attendait à ce qu'il y ait suffisamment de cycles de pression dans la canalisation au cours de la première année d'exploitation pour lui permettre d'évaluer les taux d'extension réels des défauts.

Keystone a affirmé qu'elle adopterait le programme de gestion de l'intégrité de TransCanada, mais qu'elle modifierait les méthodes utilisées en fonction du service pétrolier. Keystone a soutenu que l'objectif général du programme de gestion de l'intégrité de TranCanada consistait à établir et maintenir des niveaux d'intégrité acceptables en réduisant les incidences environnementales, en assurant la sécurité du public et des employés de la société, en protégeant les installations pipelinaires et en veillant au maintien de la fiabilité. Keystone a fait savoir qu'elle utiliserait une démarche axée sur l'évaluation des risques pour cerner les facteurs susceptibles de porter atteinte à l'intégrité lorsqu'elle entreprendrait des activités d'inspection et d'atténuation. Keystone a indiqué qu'elle effectuerait une évaluation des facteurs économiques pour estimer l'importance relative des incidences économiques d'activités de gestion de l'intégrité additionnelles par rapport aux conséquences d'une défaillance. Selon elle, le but de son programme de gestion de l'intégrité est de zéro rupture ou fuite. Elle a déclaré cependant qu'assurer un résultat de zéro rupture occasionnerait des frais considérables et que ces frais seraient de loin plus élevés que les avantages obtenus étant donné la faible probabilité d'une rupture.

4.4 Exploitation et sécurité du projet

Keystone a fait savoir qu'elle exploiterait le pipeline et les installations connexes en conformité avec toutes les exigences réglementaires applicables et respecterait toutes les conditions dont le permis ou toute autre approbation seraient assortis, y compris le RPT-99 et la norme CSA Z662-03. En ce qui concerne l'entretien, préventif ou non, du réseau, Keystone a fait valoir qu'elle se servirait des procédés d'exploitation de TransCanada (PETC). Keystone a indiqué que dans les circonstances où aucun procédé d'exploitation lié au pétrole n'existe, elle en créerait avec l'aide de consultants au besoin. Keystone a ajouté que les procédés d'exploitation seraient passés en revue par des ingénieurs possédant les connaissances et l'expérience voulues en matière d'exploitation de pipelines de liquides. Keystone a également indiqué que l'élaboration de procédés d'exploitation liés au pétrole serait réalisée avant la mise en service du pipeline et seraient en outre utilisés pour la formation de ses opérateurs avant la mise en exploitation du pipeline.

Keystone a précisé qu'elle mettrait en oeuvre un plan d'intervention d'urgence conforme à toutes les exigences réglementaires. Suivant ce plan, du matériel d'intervention pour confinement et récupération sur terre ou dans des cours d'eau serait disponible à des endroits stratégiques le long du réseau pipelinier. Keystone coordonnerait ces activités avec celles des organismes d'intervention d'urgence dans les régions où elle serait présente, afin d'assurer des communications, des connaissances et une coopération appropriées. Keystone a soutenu que les procédés d'urgence et autres directives nécessaires seraient élaborés à partir des politiques et procédés actuels de TransCanada et améliorés au besoin en y intégrant l'exploitation pipelinier de Keystone.

Keystone a affirmé qu'elle utiliserait un système de commande et d'acquisition des données (Supervisory Control and Data Acquisition ou SCADA) installé au centre de commande de l'exploitation (CCE) pour surveiller et contrôler le pipeline et les réservoirs de stockage à distance. Des opérateurs assureraient le fonctionnement du CCE 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7. Un centre de contrôle de secours, entièrement redondant, serait disponible si le CCE devait cesser de fonctionner pour quelque raison que ce soit. Keystone a fait savoir que d'autres caractéristiques seraient conçues et intégrées à même le SCADA pour protéger le pipeline contre les surpressions et faire en sorte qu'il soit exploité dans les limites de pression prévues au permis. La pression de refoulement des stations de pompage serait commandée au moyen d'un appareil de régulation de pression électro-hydraulique. Dans l'éventualité d'une défaillance du système de régulation de la pression, des appareils de secours (pressostats et transmetteurs) arrêteraient automatiquement une ou plusieurs pompes pour protéger la tuyauterie en aval. De plus, un système serait installé sur place pour maintenir la pression appropriée dans l'éventualité d'une coupure de communication avec l'organe central du SCADA.

Keystone a fait savoir qu'un modèle de pipeline à conditions hydrauliques transitoires serait élaboré au cours des étapes de conception détaillée du projet. Un examen exhaustif du réseau pipelinier tout entier serait effectué pour relever tout problème éventuel. Keystone a ajouté que le modèle serait bonifié par l'intégration d'un simulateur capable d'imiter l'exploitation du pipeline Keystone en temps réel. Par la suite, des procédés particuliers seraient élaborés pour le CCE, vérifiés et améliorés en fonction des résultats d'utilisation de ce système. Keystone a indiqué que le simulateur serait également utilisé pour la formation en temps réel des opérateurs du CCE sous différentes conditions, y compris les fuites ou autres perturbations, pour qu'ils réagissent de façon appropriée.

Keystone a soutenu qu'elle compte investir dans un système SCADA et un système de détection des fuites à la fine pointe de la technologie. Elle a déclaré que le système informatisé de détection des fuites transmettrait des données au CEC par l'intermédiaire du SCADA et que le personnel du CCE aurait accès à une capacité supérieure de détection et localisation rapides des fuites. Le matériel de détection des fuites serait constitué d'un système central et d'un système de secours immédiat entièrement redondant. Au besoin, des débitmètres, des transmetteurs de pression d'aspiration et de refoulement ainsi que des appareils thermométriques seraient installés en canalisation pour faciliter la détection de fuites. D'après Keystone, le système de détection de fuites serait conçu et installé conformément à la norme CSA Z662-03 et au RPT-99 pour repérer les caractéristiques de déséquilibre du débit, de la pression et de la température indiquant la présence d'une fuite. Keystone a confirmé qu'elle a l'intention d'utiliser un système de détection de fuites conforme à l'annexe E de la norme CSA Z662-03, *Pratique recommandée pour la détection des fuites dans les réseaux de canalisations d'hydrocarbures liquides*. Keystone a affirmé qu'une étude préliminaire sur le rendement atteignable en matière de détection de fuites révèle les délais de détection suivants selon divers volumes de fuite :

Volume de fuite par rapport au débit du pipeline	Délai de détection approximatif (en minutes)
2 %	102
5 %	45
15 %	18
50 %	9

En ce qui concerne l'exécution des activités d'exploitation du projet, Keystone a fait savoir qu'elle a l'intention de conclure une entente de services d'exploitation avec TransCanada. D'après Keystone, il s'agirait d'une relation officielle et la portée de même que les détails de l'entente seraient finalisés avant la date de mise en service du pipeline.

Opinion de l'Office

L'Office constate que les nouveaux tronçons et installations de pipeline proposés seraient conçus, construits et exploités en conformité avec le RPT-99, la norme CSA Z662-03 et tous les autres codes, normes et devis applicables. L'Office estime que la conception du projet dans son ensemble convient à l'usage auquel il est destiné. L'Office n'ignore pas toutefois que Keystone prévoit utiliser le registre de procédés d'exploitation actuel de TransCanada, qui traite exclusivement du service de transport de gaz, et que Keystone n'a pas encore élaboré de normes de conception, de caractéristiques de matériel et de méthodes de construction propres à un pipeline de liquides. L'Office s'attend à ce que Keystone respecte l'engagement qu'elle a pris d'assurer que les personnes chargées de la conception détaillée des installations et de l'élaboration de procédés d'exploitation propres à un pipeline de liquides ont les compétences et l'expérience appropriées pour concevoir et exploiter des installations de service pétrolier. L'Office constate que la version de 2007 de la norme CSA Z662 a été publiée et il rappelle à Keystone qu'elle doit se maintenant se conformer à la norme CSA Z662-07. L'Office s'attend en outre à ce que Keystone fasse en sorte que les opérateurs reçoivent une formation suffisante avant la mise en exploitation du pipeline en service pétrolier pour assurer l'exploitation sûre du pipeline et des installations connexes.

En conséquence, pour s'assurer que la formation et les procédés appropriés soient en place, Keystone doit déposer, avant de soumettre sa première demande d'autorisation de mise en service, une confirmation de la part d'un dirigeant de la société que tous les procédés d'exploitation liés au service pétrolier ont été élaborés et mis en pratique et que les opérateurs ont été formés en cette matière.

Pour faciliter la construction et l'exploitation sécuritaires des installations proposées, l'Office oblige également Keystone, sous forme de condition, à déposer son programme de soudage sur chantier, un plan d'exécution de chaque FDH, un manuel de sécurité durant la construction, son programme d'essais sous pression ainsi qu'un plan d'intervention d'urgence relatif aux activités d'essai sous pression. Afin de faciliter les inspections que l'Office pourrait vouloir effectuer, l'Office oblige Keystone en tant que condition à soumettre son devis définitif de construction pipelière de même qu'un calendrier de construction détaillé, ainsi qu'à conserver à chaque chantier une copie de ses procédés de soudage et d'essais non destructifs.

Eu égard au changement de service de la canalisation 100-1, l'Office accepte la démarche que Keystone compte employer en l'espèce pour gérer l'intégrité du pipeline. Bien que l'Office attache de la valeur aux essais sous pression hydrostatique en tant que moyen de vérifier que le pipeline convient à l'objet visé, l'Office reconnaît que les résultats sont de nature binaire. Bien que les outils d'inspection interne ne puissent pas détecter tous les défauts, l'Office constate qu'ils sont souvent utilisés pour la gestion de l'intégrité des pipelines. Étant donné l'engagement pris par Keystone de mener deux opérations d'inspection interne en plus d'une opération de détection de fuites, l'Office est disposé à approuver la méthode proposée par Keystone pour veiller à ce que la canalisation 100-1 convienne au service de transport de liquides. L'exécution de deux inspections au moyen d'un outil interne permettrait d'examiner l'état de la canalisation 100-1 plus à fond et donnerait l'occasion à Keystone de déterminer les taux de croissance réels des défauts causés par le chargement cyclique des liquides à transporter.

Soucieux de veiller à ce que la canalisation 100-1 soit exploitée sécuritairement, l'Office s'attend à ce que Keystone utilise les outils d'inspection interne les plus perfectionnés sur le marché et qu'elle redouble de vigilance pendant l'exploitation et l'entretien de la cette canalisation durant la première année d'exploitation, étant donné que Keystone ne pourra alors compter que sur les résultats de la première inspection interne. En conséquence, il sera attendu de Keystone qu'elle se plie aux conditions suivantes, tel qu'il est décrit en détail dans les conditions du certificat énoncées à l'annexe V :

- Keystone doit déposer auprès de l'Office, avant de présenter sa première demande d'autorisation de mise en service, son programme de gestion de l'intégrité et son manuel de procédures d'urgence. En même temps que ce dernier, Keystone doit déposer son programme de liaison et son programme d'éducation permanente relatifs au projet. L'Office s'attend à ce que le manuel de procédures d'urgence indique les endroits où les conséquences seraient sérieuses, notamment les sources municipales et résidentielles d'approvisionnement en eau, le long ou près du tracé pipelinier, ainsi que les plans de protection de ces endroits.
- Keystone doit retenir les services d'une tierce partie indépendante chargée de qualifier l'inspection interne de la canalisation 100-1 pendant qu'elle est en service de transport de gaz. La portée de ces activités et les livrables doivent être déterminés par l'Office et seront portés à la connaissance de Keystone. Keystone doit sélectionner cette tierce partie à même une liste fournie par l'Office. Le rapport définitif de la tierce partie devra être soumis à l'Office.

- Keystone doit également retenir les services d'une tierce partie qui sera chargée de réaliser une vérification indépendante d'une évaluation technique mise à jour de la canalisation 100-1. La portée de ces activités et les livrables doivent être déterminés par l'Office et seront portés à la connaissance de Keystone. Keystone doit sélectionner cette tierce partie à même une liste fournie par l'Office. Le rapport définitif de la tierce partie devra être soumis à l'Office. De plus, Keystone doit soumettre à l'approbation de l'Office une évaluation technique définitive confirmant que la canalisation 100-1 convient au transport de liquides. L'Office s'attend à ce que cette évaluation technique prenne en considération, en plus des exigences de la norme CSA Z662-07, le plan de remplissage de la canalisation, le rapport définitif de la tierce partie et les résultats des essais de rendement menés pour déterminer la réaction dynamique des matériaux pipeliniers à la fatigue-corrosion qui est représentative de la plage de pression d'un pipeline en service de transport de liquides.
- Afin d'assurer que toutes les modifications nécessaires pour faire en sorte que la canalisation 100-1 convienne au transport de liquides soient terminées avant que la canalisation ne soit mise en service pour le transport de liquides, Keystone doit déposer un tableau de suivi des engagements indiquant dans quelle mesure chaque engagement pris avant et pendant l'audience a été rempli. Des mises à jour mensuelles du tableau doivent être déposées auprès de l'Office jusqu'à ce que l'autorisation finale de mise en service soit accordée.
- Keystone doit exécuter des patrouilles de la canalisation 100-1 une fois par semaine durant la première année d'exploitation.
- Keystone doit effectuer des exercices simulés de déploiement de barrages flottants et de découpage de glace avant de soumettre sa première demande d'autorisation de mise en service.
- Keystone doit signaler à l'Office tous les accidents et incidents sur la canalisation 100-1 qui doivent faire l'objet d'un rapport, tel qu'il est défini dans les règlements du Bureau de la sécurité des transports, au cours de la première année d'exploitation.

Dans le contexte de la démarche du cycle de vie utilisée pour la présente audience, l'Office affectera des ressources au suivi des mesures que doit prendre Keystone pour mettre en œuvre la présente décision une fois le projet approuvé. L'Office s'attend à ce que Keystone affecte les ressources dont elle a besoin pour remplir ses engagements et appuyer les activités de suivi de l'Office.

Chapitre 5

Questions foncières

L'Office s'attend à ce que les sociétés décrivent et justifient les besoins permanents et provisoires en terrains nécessaires au projet, pour qu'il puisse évaluer l'envergure des nouveaux terrains qui seront touchés par le projet. En outre, les sociétés doivent aviser l'Office s'ils utilisent des droits fonciers existants ou s'il y a des terrains sur lesquels aucun nouveau droit foncier ne sont requis.

L'Office exige en outre qu'on lui fournit une description du processus d'acquisition des terrains et un rapport sur l'état des activités d'acquisition. Cela permet à l'Office d'évaluer l'à-propos du processus d'acquisition et de savoir à quel moment une acquisition a lieu. Les sociétés doivent remettre à l'Office une copie du modèle d'avis présenté aux propriétaires fonciers en conformité avec le paragraphe 87(1) de la Loi sur l'ONÉ de même que tous les types de conventions d'acquisition. Ces renseignements permettent à l'Office de vérifier la conformité des conventions et des avis avec la Loi sur l'ONÉ et de s'assurer que les droits des propriétaires fonciers sont protégés.

5.1 Terrains et droits fonciers

Le projet traverse une partie de l'Alberta, de la Saskatchewan et du Manitoba. Les terrains et droits fonciers dont Keystone a besoin pour la construction, l'exploitation et l'entretien du projet sont requis pour les nouveaux tronçons de pipeline, stations de pompage et équipements de protection cathodique. De plus, Keystone devra obtenir les droits fonciers existants de TransCanada sur la canalisation 100-1.

Nouveaux tronçons pipeliniers (servitude et aires de travail temporaires)

Le projet comprend deux nouveaux tronçons pipeliniers. Le premier part d'un point situé près de Hardisty, en Alberta (NW 29-42-9-W4M) et aboutit près de Burstall, en Saskatchewan (SW 9-20-29-W3M). Le deuxième va d'un point situé près de Carman, au Manitoba (SE 24-10-5-WPM) jusqu'à la frontière canado-américaine près de Haskett, au Manitoba (SE 5-1-4-WPM). Keystone a affirmé qu'elle aurait besoin d'une nouvelle servitude permanente de 20 mètres et d'une aire de travail temporaire d'environ 10 mètres dans les zones de construction de nouvelles installations en Alberta et au Manitoba.

Elle a déclaré qu'environ 38 % des terrains touchés en Alberta appartiennent à la province et que les terrains restants sont des parcelles privées. Pour ce qui concerne les tronçons à construire au Manitoba, il s'agit de terrains privés selon Keystone.

Canalisation 100-1 actuelle (servitude et aires de travail temporaires)

Les nouveaux segments pipeliniers seraient raccordés à la canalisation 100-1 actuelle du réseau principal de TransCanada à un point situé à l'est de la station de compression n° 2 exploitée par cette dernière à Burstall (SW 9-20-29-W3M) pour se terminer à son poste de comptage pour

vente de Carman (SE 24-10-5-WPM). L'opération d'acquisition de la canalisation 100-1 par Keystone comprend la cession d'une emprise de 9,906 mètres par TransCanada; il s'agit d'une cession partielle de la servitude de 19,812 mètres actuellement détenue par TransCanada.

Keystone a fait savoir que la canalisation 100-1 traverse principalement des terrains privés et un petit nombre de terres publiques.

Nouvelles stations de pompage

Le projet comprend l'installation de 16 nouvelles stations de pompage en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba. Keystone a affirmé que huit stations seraient installées sur des terrains privés. Les autres stations le seraient sur des terrains de TransCanada où se trouvent déjà des stations de compression. La superficie totale requise pour chaque station de pompage est d'environ deux hectares.

Installations de protection cathodique

Keystone a fait savoir qu'elle installerait et maintiendrait un système de protection cathodique le long du tracé au complet. La superficie approximative de la servitude requise pour chaque installation de protection cathodique est de 20 mètres sur 100 mètres, à laquelle s'ajoute une aire d'environ 5 mètres sur 100 mètres pour la pose d'un câble. Keystone a affirmé que l'emplacement exact de ces installations serait déterminé au cours de l'étape de conception détaillée.

5.2 Processus d'acquisition des terrains

Keystone a indiqué que la plupart des activités d'acquisition des terrains se dérouleraient de janvier ou février 2007 au 30 avril 2008.

Avant d'entreprendre les négociations nécessaires, Keystone signifierait un avis aux propriétaires fonciers en conformité avec le paragraphe 87(1) de la Loi sur l'ONÉ. Elle a indiqué que les propriétaires recevraient avec cet avis un exemplaire de la publication de l'ONÉ intitulée *La réglementation des pipelines au Canada, Guide à l'intention des propriétaires fonciers et du grand public*.

Conventions d'acquisition de terrains

Keystone a inclus dans le dossier de sa demande des copies de ses conventions d'acquisition de terrains ainsi que de l'avis qu'elle signifierait conformément au paragraphe 87(1). Elle n'a pas présenté de copie du modèle de convention relative aux aires de travail temporaires puisque ces conventions ne sont pas requises pour l'exploitation du pipeline une fois ce dernier construit.

Opinion de l'Office

L'Office juge raisonnables les droits fonciers permanents et temporaires dont Keystone prévoit avoir besoin. Il estime en outre que la documentation portant sur les droits fonciers et le processus d'acquisition qu'elle propose sont acceptables.

Chapitre 6

Consultation publique

L'Office incite les sociétés réglementées à entreprendre des programmes de participation du public qui cadrent avec la nature et l'envergure de leurs projets, de même que leur milieu d'implantation.

Le présent chapitre traite du programme de consultation publique de Keystone. Les consultations de cette dernière avec les expéditeurs éventuels sont décrites au chapitre 3 tandis que les questions de participation des populations autochtones le sont au chapitre 7.

6.1 **Programme de consultation de Keystone**

Keystone a sienné la méthode de consultation de TransCanada, qui consiste à élaborer ses programmes de consultation et à les adapter en fonction de la nature, de l'emplacement et des effets d'un projet. Keystone était d'avis que les incidences du projet varieraient selon ses divers éléments. Elle a donc adapté le programme de consultation pour tenir compte de chaque élément : les nouveaux tronçons et nouvelles stations de pompage; la modification des services fournis le long du pipeline existant et les nouvelles stations de pompage le long du pipeline existant. Le programme de consultation a également tenu compte des connaissances de base que les parties prenantes des diverses régions du projet étaient sensées posséder au sujet de la construction de pipelines et de l'industrie pétrolière et gazière.

Keystone a entrepris son programme de consultation en février 2005, au moment où elle annonçait le projet. Ce programme comportait une variété d'activités, notamment des contacts directs avec les propriétaires fonciers, des réunions avec des groupes d'intérêts et des représentants gouvernementaux, des avis publics, des séances portes ouvertes et la diffusion de bulletins d'information. Keystone a conçu et adapté le tracé en fonction de la rétroaction des parties prenantes, et elle a affirmé dans sa demande que toutes les préoccupations soulevées par ces parties avaient été réglées ou le seraient, d'après elle, à la satisfaction des parties en cause.

Keystone a déclaré qu'elle poursuivrait les consultations durant toute l'étape de la construction. Une fois le projet en exploitation, l'équipe du projet céderait les fonctions relatives à la participation des parties prenantes à l'équipe de TransCanada chargée de son programme de relations communautaires permanentes, lequel comprend un programme intégré de sensibilisation du public.

Opinions des parties

Le Groupe de propriétaires fonciers de Kessler (GPK) et l'Alberta Association of Pipeline Landowners ont tous deux indiqué que leurs préoccupations n'avaient pas été entièrement réglées et qu'ils avaient besoin de renseignements supplémentaires sur les incidences du projet sur leurs activités d'élevage et d'agriculture. Pour plus de détails au sujet de ces préoccupations, se reporter au chapitre 8.3.2 Incidences sur les opérations agricoles.

Opinion de Keystone

Keystone a affirmé qu'elle s'est engagée à collaborer avec les propriétaires fonciers pour calmer leurs appréhensions parce que selon elle, des consultations significatives font de meilleurs projets. Keystone s'est également engagée à rencontrer tous les propriétaires fonciers pour leur donner des renseignements supplémentaires sur le projet Keystone et pour élaborer chacun de leur côté des plans d'atténuation qui seraient mis en application avant et durant les activités de construction. Keystone a pris l'engagement de régler toutes les préoccupations avant la construction, mais a fait observer que certaines questions portant sur le caractère approprié de l'indemnisation demeurent en suspens et devront faire l'objet d'autres discussions.

Keystone a dit qu'elle avait demandé à rencontrer le GPKF, mais que ce dernier n'avait pas encore accepté. Keystone a ajouté qu'elle avait cependant discuté des préoccupations du GPKF à plusieurs reprises avec un de ses représentants, M. Butt.

Opinion de l'Office

L'Office constate que Keystone a pris en considération les incidences que les divers éléments du projet auraient sur les parties prenantes de même que l'étendue des connaissances de ces parties à propos des projets pipeliniers, et qu'elle a modifié son programme de consultation en conséquence. En outre, la société a répertorié les propriétaires fonciers et autres parties prenantes qui risquaient d'être affectés, a utilisé les moyens appropriés pour diffuser de l'information sur le projet, a fait participer le public sous forme d'activités de consultation et a donné suite aux préoccupations exprimées par les parties prenantes.

L'Office constate que Keystone s'est engagée à prendre diverses mesures pour tenter de régler toutes les préoccupations restantes des propriétaires fonciers avant la construction et de poursuivre ses consultations par l'entremise du programme de relations communautaires de TransCanada. L'Office s'attend à ce que les préoccupations des propriétaires fonciers soient réglées au fur et à mesure qu'elles seront exprimées durant le cycle de vie du projet. L'Office encourage le GPKF et Keystone à se rencontrer pour discuter des incidences du projet et de tous les sujets d'inquiétude qui persistent, et de rechercher des solutions mutuellement acceptables.

L'Office est convaincu que le programme de consultation publique de Keystone a été en rapport avec la nature, l'envergure et le milieu d'implantation du projet.

Chapitre 7

Questions intéressant les Autochtones

7.1 Participation des groupes autochtones au processus de réglementation

Deux groupes autochtones ont pris une part active au processus de réglementation du projet Keystone : la Première nation Dakota de Standing Buffalo, établie près de Fort Qu'Appelle (Saskatchewan), et les cinq Premières nations du sud du Manitoba, désignées collectivement les Nations Dakota du Manitoba.

Première nation Dakota de Standing Buffalo

Le 22 février 2007, la Première nation Dakota de Standing Buffalo (Standing Buffalo) a déposé une demande en vue d'obtenir le statut d'intervenant à l'audience, invoquant « un titre ancestral non éteint, les droits à l'autonomie gouvernementale et le statut historique d'allié » pour expliquer son intérêt dans le dossier. Le 16 avril 2007, Standing Buffalo a déposé une preuve écrite, après l'échéance fixée, et a prié l'Office de permettre aux Aînés de la Première nation de présenter une preuve fondée sur la tradition orale, dans leur langue, au cours de la partie orale de l'audience.

Le 19 avril 2007, l'Office a accueilli la preuve de Standing Buffalo, déposée en retard, et annoncé que l'audience orale se tiendrait en majeure partie à Calgary (Alberta), mais que deux jours d'audience seraient prévus à Regina (Saskatchewan) pour faciliter la participation de Standing Buffalo.

L'audience à Regina a débuté par une cérémonie du calumet menée par les Aînés de Standing Buffalo. Le demandeur a présenté un tour d'horizon du projet et mis des témoins à la disposition de l'avocat de Standing Buffalo aux fins d'un contre-interrogatoire. Les Aînés Goodwill, Thorne et Tawiyala ont présenté leur preuve fondée sur la tradition orale et le chef a témoigné oralement. Les parties ont eu la possibilité de questionner ces témoins. L'avocat de Standing Buffalo a présenté une plaidoirie orale ainsi que déposé une plaidoirie par écrit.

Au cours de l'instance, l'Office a adressé une demande de renseignements à Standing Buffalo pour élucider l'incidence que le projet aurait sur son usage courant de terres et de ressources à des fins traditionnelles et sur d'autres aspects environnementaux et socioéconomiques. De plus, l'avocate de l'Office et les membres du comité d'audience ont posé des questions aux Aînés pendant l'audience afin de mieux comprendre en quoi le projet affecterait Standing Buffalo.

Nations Dakota du Manitoba

La Première nation des Sioux Birdtail, la Première nation Dakota de Canupawakpa, la Première nation Dakota Plains, la Première nation Dakota Tipi et la Nation Dakota de Sioux Valley ont demandé le statut d'intervenant et indiqué qu'elles défendraient leurs intérêts collectivement à

titre de Nations Dakota du Manitoba. Les Nations Dakota du Manitoba ont expliqué que l'intérêt qu'elles portaient à l'instance était lié au fait que le projet traverserait leur territoire traditionnel dans le sud du Manitoba et aurait une incidence sur celui-ci. Elles ont déclaré qu'elles ne sont pas signataires d'un traité et que le gouvernement du Canada n'a pris aucune mesure pour remplir ses obligations juridiques et son devoir de fiduciaire de consulter les Dakotas à propos du projet. Elles ont soutenu, de plus, que le demandeur ne s'est pas acquitté de l'obligation juridique qui lui incombe de consulter ou de conclure des ententes formelles. Elles ont souligné qu'elles appuieraient, en principe, l'approbation et la construction du projet une fois que leurs préoccupations auraient été traitées exhaustivement à leur satisfaction.

Dans le cadre de leur intervention, les Nations Dakota du Manitoba ont prié l'Office d'ajouter le point suivant à la liste des questions figurant à l'annexe 1 de l'ordonnance d'audience de l'Office :

[TRADUCTION] Les questions en instance qui découlent d'enjeux non résolus concernant les territoires traditionnels des Dakotas situés dans ce qui constitue maintenant la province du Manitoba et, en particulier, la revendication territoriale des Nations Dakota du Manitoba, qui s'appuie sur l'existence d'un titre ancestral non éteint et les droits à l'autonomie gouvernementale.

Après avoir examiné la requête, l'Office, le 2 mars 2007, a écrit directement aux Nations Dakota du Manitoba pour leur faire part de sa décision portant qu'il n'y avait pas lieu d'ajouter un point à la liste des questions. L'Office a souligné qu'il a pour règle de toujours examiner les effets potentiels d'un projet sur les populations autochtones vivant dans la zone d'implantation du projet. En particulier, dans le cadre de la question n° 5 de la liste des questions, l'Office étudiera l'incidence éventuelle du projet sur l'usage courant de terres et de ressources à des fins traditionnelles et examinera à fond ses conséquences socioéconomiques.

Lorsque l'Office a annoncé l'endroit où se tiendrait l'audience publique, le 19 avril 2007, il a fait remarquer que les cinq Nations Dakota du Manitoba n'avaient pas déposé de preuve écrite ni demandé la permission de présenter un exposé oral au cours de l'audience. L'Office, par conséquent, n'a pas prévu de temps durant l'audience au Manitoba pour faciliter la participation des Nations Dakota du Manitoba. Il a toutefois indiqué que si la situation venait à changer en raison du dépôt d'une preuve écrite, il envisagerait de prendre des dispositions pour leur accorder du temps d'audience à Winnipeg (Manitoba).

Le 1^{er} juin 2007, les Nations Dakota du Manitoba ont informé l'Office qu'elles n'avaient pas l'intention de déposer une preuve écrite ou de participer formellement à l'audience orale, mais qu'elles déposerait une plaidoirie par écrit. Elles ont indiqué que des discussions préliminaires avaient été amorcées avec le gouvernement du Canada et Keystone. Comme marque de bonne foi, elles voulaient laisser du temps pour explorer avec le gouvernement du Canada et Keystone la possibilité d'en arriver à des ententes qui leur fourniraient l'assurance que les enjeux qu'elles avaient soulevés seraient réglés. Le 20 juin 2007, l'Office a reçu la plaidoirie écrite des Nations Dakota du Manitoba.

7.2 Participation des peuples autochtones

Keystone a commencé ses consultations auprès des groupes autochtones, ainsi que du grand public, lors de l'annonce publique du projet en février 2005. Elle a fait appel au personnel de TransCanada pour mener les consultations auprès des groupes autochtones, car TransCanada avait déjà établi des rapports avec les populations autochtones vivant dans la zone du projet. Keystone a déclaré qu'elle s'était laissée guider par la politique de TransCanada concernant les relations avec les Autochtones pour identifier les collectivités susceptibles d'être touchées par le projet et engager leur participation. Keystone a indiqué que les lignes directrices fédérales et provinciales touchant la consultation des Autochtones et les résultats de son évaluation environnementale et socioéconomique avaient aussi aidé à orienter ses activités de consultation auprès des peuples autochtones. Se fondant sur la politique de TransCanada concernant les relations avec les Autochtones, Keystone a pris contact avec les collectivités autochtones vivant dans un rayon d'environ 50 km du projet.

En Alberta, Keystone a déterminé qu'il n'y avait pas de collectivités autochtones, ni de terres conférées aux Métis en vertu d'ententes (*Metis settlement lands*), dans un rayon de 50 km des installations liées au projet. Toutefois, elle a contacté la Nation Siksika (les Siksikas), à titre de membre de la Confédération des Pieds-Noirs, parce que TransCanada avait déjà établi des rapports avec celle-ci. Keystone a noté qu'un plan de travail a été établi de concert avec les Siksikas pour aider l'équipe du projet à repérer les sites d'usage traditionnel qui pourraient revêtir de l'importance dans la détermination du tracé définitif du projet.

En Saskatchewan, Keystone a déterminé d'abord que deux groupes autochtones pourraient être touchés par le projet et a engagé des consultations avec eux. Il s'agit de la Première nation Carry the Kettle (Carry the Kettle) et des Premières nations signataires du traité n° 4 (signataires du traité n° 4).

L'emprise de TransCanada traverse les terres de la réserve Carry the Kettle sur une distance d'environ 15 km. Keystone a déterminé qu'il s'imposerait de modifier l'entente de servitude en place avec cette Première nation à cause du changement du produit transporté. Keystone a consulté Carry the Kettle et Affaires indiennes et du Nord Canada. Une nouvelle entente de servitude a été conclue en avril 2006, laquelle accordait la permission de transporter du pétrole brut à travers les terres de la réserve Carry the Kettle. De plus, TransCanada et Carry the Kettle ont signé un protocole d'entente en juin 2006. Keystone a indiqué que TransCanada maintiendra les voies de communication avec Carry the Kettle et s'efforcera d'élargir les possibilités d'emploi et d'affaires qui lui sont offertes, conformément à sa politique concernant les Autochtones, au protocole d'entente et à ses pratiques d'affaires.

Le tracé du projet passe sur des terres utilisées depuis longtemps par les signataires du traité n° 4. Keystone a eu des consultations avec les signataires du traité n° 4, comme le veut l'entente de protocole entre eux et TransCanada qui est en place depuis juillet 2000. Cette entente désigne les signataires du traité n° 4 comme l'entité responsable des consultations auprès des collectivités visées par le traité n° 4 qui sont susceptibles d'être touchées par un projet. Keystone a souligné que les représentants des signataires du traité n° 4 n'avaient soulevé aucun problème ou préoccupation relativement au projet et qu'ils s'intéressaient uniquement aux perspectives

économiques qu'il pourrait offrir. Keystone s'est engagée à maintenir les communications avec les signataires du traité n° 4 à mesure qu'avance le projet.

Keystone avait déterminé à l'origine que la Première nation Long Plain, la Première nation des Sioux Birdtail et la Fédération des Métis du Manitoba étaient les seuls groupes autochtones au Manitoba à avoir des intérêts dans un rayon de 50 km de la zone d'implantation du projet et avait engagé des consultations avec ces groupes. À mesure que se déroulaient les consultations, Keystone a également consulté le Conseil tribal Dakota-Ojibway, la Première nation de la rivière Roseau et la Première nation Dakota de Sioux Valley. Dans la demande, Keystone a indiqué que ces groupes n'avaient soulevé aucun problème ou sujet de préoccupation, mais qu'ils s'intéressaient aux perspectives économiques pouvant découler du projet. Comme suite à une requête des Nations Dakota du Manitoba, Keystone a écrit au ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, le 26 mars 2007. Elle a indiqué dans sa lettre que l'absence de progrès au chapitre des discussions entre la Couronne et les Nations Dakota du Manitoba dans le dossier des revendications territoriales pourrait retarder les entretiens sur des enjeux liés au projet qui intéressent Keystone. Elle a exhorté le ministre à prendre les mesures immédiates appropriées pour aborder et régler ces questions.

Keystone a précisé dans la demande que si d'autres collectivités ou organisations autochtones faisaient état d'un intérêt légitime relativement au projet, elle examinerait leurs prétentions dans des délais opportuns.

La demande de Keystone indiquait qu'aucune terre faisant l'objet d'une revendication territoriale autochtone n'avait été relevée le long du tracé du projet. Toutefois, Keystone a appris que les Nations Dakota du Manitoba avaient une revendication territoriale en instance au cours de ses démarches de consultation. De plus, après l'intervention de Standing Buffalo, Keystone a appris l'existence de ce dernier groupe et de sa revendication territoriale en instance. Keystone a alors engagé des consultations avec Standing Buffalo.

Opinion de Standing Buffalo

Standing Buffalo a déclaré d'abord que Keystone ne l'avait pas consultée au sujet du projet. Cependant, une rencontre s'est tenue entre elle et Keystone, « sans préjudice aux droits des parties », le 5 juin 2007. Dans l'esprit de cette rencontre, aucune preuve n'a été produite au sujet des résultats des entretiens tenus. Standing Buffalo a déclaré qu'elle allait poursuivre les rencontres avec Keystone pour discuter des moyens à prendre pour respecter ses terres et sites d'usage traditionnel.

Standing Buffalo a soutenu qu'elle détient un titre ancestral non éteint, qu'aucun traité n'a été conclu avec le gouvernement du Canada et que, malgré plus de 70 rencontres avec le Bureau du commissaire aux traités de la Saskatchewan, elle n'a pas réussi à négocier un traité. Standing Buffalo a noté que ses négociations avec le commissaire au traité étant en perte de vitesse, il lui fallait agir pour faire avancer ses intérêts et elle avait décidé d'intervenir dans le cadre de deux instances : celle de Keystone et l'instance OH-2-2007 portant sur l'accroissement de la capacité entre Alida et Cromer. Dans une série de lettres adressées au ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, Standing Buffalo a informé le gouvernement fédéral du lien qui existait entre sa décision d'intervenir dans les instances précitées et l'absence de progrès du point de vue de la

reconnaissance de son titre ancestral non éteint et de son désir de conclure un traité. À ce jour, ces lettres sont restées sans réponse et le gouvernement du Canada n'a pas eu de rencontres avec Standing Buffalo pour discuter du projet ou d'autres questions associées à son titre ancestral.

Standing Buffalo prétend que, malgré l'absence de traité avec le gouvernement du Canada, elle n'a pas renoncé à ses terres traditionnelles et qu'il existe une alliance entre elle et les Britanniques – aujourd'hui la Couronne canadienne – qui confère à cette dernière des obligations analogues à celles qui découlent d'un traité. Standing Buffalo a déclaré que les obligations de la Couronne comprennent notamment l'obligation de la consulter relativement aux terres traditionnelles qu'elle pourrait choisir dans le cadre d'un accord de règlement concernant des territoires inondés. Le chef de Standing Buffalo a indiqué que la Première nation allait rencontrer Keystone pour résoudre les enjeux et conclure une entente à l'égard du projet. Toutefois, il estime que le gouvernement fédéral devrait aussi être présent à ces rencontres.

L'avocat de Standing Buffalo a argué que l'Office devrait se garder de délivrer un certificat à l'égard du projet parce que le gouvernement du Canada a omis de consulter Standing Buffalo au sujet des revendications des Dakotas visant des terres publiques qui seraient touchées par le projet. Il a soutenu, de plus, que si l'ONÉ permettait au projet d'aller de l'avant sans qu'il y ait de consultations valables, il contreviendrait à l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982*.

Opinion des Nations Dakota du Manitoba

Les Nations Dakota du Manitoba ont soutenu que le gouvernement du Canada a l'obligation principale de consulter et d'accompromettre en ce qui a trait au projet Keystone. Bien que Keystone et l'ONÉ aient leurs propres obligations en matière de consultation et d'accompromis dont ils doivent s'acquitter, leurs actions ne peuvent pas être substituées à l'obligation principale qui incombe à la Couronne en cette matière. Les Nations Dakota du Manitoba ont déclaré qu'elles étaient prêtes à recommander à leurs nations membres de soutenir le projet, pourvu que les besoins de consultation soient satisfaits.

Comme nous l'avons mentionné précédemment, les Nations Dakota du Manitoba ont annoncé, le 1^{er} juin 2007, que des entretiens avaient débuté avec le gouvernement du Canada et Keystone, et qu'elles permettraient à ces entretiens de suivre leur cours.

Dans leur plaidoirie finale, les Nations Dakota du Manitoba ont prié l'Office d'envisager d'assortir de la condition suivante toute approbation qu'il pourrait délivrer à l'égard du projet :

TransCanada (Keystone) doit : [TRADUCTION]

- (i) poursuivre les consultations avec les Nations Dakota du Manitoba pour garantir le respect des exigences en matière de consultation et d'accompromis qui, d'une part, existent en droit et, d'autre part, sont énoncées dans la lettre de directives de l'Office en date du 3 août 2007 [*sic*];
- (ii) présenter des mises à jour à l'Office au moment déposer le calendrier détaillé prévu à la condition [préciser le numéro de la condition].

Elles ont soutenu que l'imposition d'une telle condition permettrait de refléter les conclusions des Nations Dakota au sujet du projet.

Opinion de Keystone

Keystone a déclaré qu'elle n'avait pas consulté Standing Buffalo dès le départ parce qu'elle croyait comprendre que la collectivité Standing Buffalo vivait juste à l'extérieur de la zone de 50 km. De plus, Keystone ne savait pas que Standing Buffalo n'était pas membre des nations signataires du traité n° 4 et n'était donc pas visée par l'entente de protocole conclue entre TransCanada et les signataires du traité n° 4. Keystone a déclaré, en outre, qu'elle n'avait reçu aucune communication de la part des signataires du traité n° 4 l'informant que Standing Buffalo n'était pas membre de cette organisation. Dès que Standing Buffalo a déposé son intervention, Keystone a fait plusieurs tentatives pour engager sa participation, lesquelles sont restées infructueuses jusqu'à ce que la réunion du 5 juin 2007 se tienne « sans préjudice des droits des parties ».

À l'audience, le représentant de TransCanada a indiqué que cette dernière poursuivra les contacts avec Standing Buffalo afin de cerner leurs intérêts communs et de définir des voies de collaboration. En outre, Keystone a déclaré qu'elle aimeraient poursuivre le dialogue avec Standing Buffalo pour déterminer si une portion quelconque des 2,5 km de terrain requis pour la construction du nouveau tronçon de pipeline en Saskatchewan fait l'objet d'un usage traditionnel ou abrite des sites d'intérêt. En outre, Keystone aimeraient mieux comprendre en quoi consistent les intérêts de Standing Buffalo et comment Standing Buffalo serait affectée par le projet Keystone ou d'autres projets réalisés par TransCanada.

Keystone a argué que, selon l'arrêt *Nation haïda c. Colombie-Britannique (Ministre des Forêts)*³, l'obligation de consulter est minime si l'atteinte aux droits est négligeable. Elle a cité le passage suivant tiré de l'arrêt : « [...] les seules obligations qui pourraient incomber à la Couronne seraient d'aviser les intéressés, de leur communiquer des renseignements et de discuter avec eux des questions soulevées par suite de l'avis. » Keystone a argué qu'elle a déjà accompli toutes ces démarches auprès de Standing Buffalo, bien que la Couronne ne l'ait pas fait. Par conséquent, Keystone estime avoir rempli les obligations qui lui incombaient et qu'il convient de rejeter les arguments de Standing Buffalo.

Keystone a déclaré qu'elle a rencontré les Nations Dakota du Manitoba après le dépôt de leur intervention et qu'elle poursuivra les contacts avec elles.

7.3 Incidence du projet sur les peuples autochtones

Dans sa demande, Keystone a déclaré qu'elle s'attendait à ce que le projet ait très peu d'incidence sur les peuples autochtones vivant le long du tracé proposé à cause de la distance qui sépare les installations du projet des collectivités autochtones et de la nature des terres traversées. Plus précisément, Keystone a déterminé qu'il n'y avait que cinq groupes autochtones vivant dans un rayon de 50 km du projet. De plus, le projet ne nécessitait que 60 km d'emprise totalement nouvelle, les terrains traversés seraient principalement des propriétés privées affectées à

³ [2004] 3 R.C.S. 511, par. 25 et 53.

l'agriculture et à l'élevage de bétail et il n'y avait aucune indication de l'existence de concessions de piégeage actives dans la zone du projet. Pour ce qui concerne les terres publiques, Keystone a calculé que 38 % de l'emprise située en Alberta se trouve sur des terres publiques, et le reste, sur des terrains privés. En Saskatchewan, aucune construction nouvelle ne surviendrait sur des terres publiques et des 612 km de l'emprise de la canalisation 100-1 existante, 30 km se trouvent sur des terres publiques faisant l'objet de baux de pâturage et 2 km sont situés sur des terres publiques vacantes. Au Manitoba, toute construction nouvelle proposée par Keystone aurait lieu sur des terres privées et des 258 km formant l'emprise de la canalisation existante, 4 km se trouvent sur des terres publiques louées, et 2 km, sur des terres publiques vacantes.

Opinion de la Première nation Dakota de Standing Buffalo

Les Dakotas croient que toute terre est sacrée et que le peuple Dakota est investi d'obligations d'intendance vis-à-vis de ses terres. Selon le système de croyances traditionnel de Standing Buffalo, n'importe quel projet de construction interfère avec le territoire et a donc une incidence sur celui-ci.

Pendant la partie orale de l'audience, les Aînés de Standing Buffalo ont expliqué que bien que leur réserve se trouve en Saskatchewan, leur territoire traditionnel est vaste et s'étend au-delà des limites de la Saskatchewan jusqu'en Alberta, au Manitoba et aux États-Unis. Ils ont soutenu qu'on retrouve une preuve de l'étendue de leur territoire traditionnel dans les annales archéologiques et historiques et la tradition orale. Ils ont expliqué que les Dakotas partagent ce territoire avec les Cris et les Pieds-Noirs et qu'ils ont la responsabilité collective de protéger les sites sacrés.

Les Aînés ont indiqué que le peuple Dakota a construit un grand nombre de monuments sacrés et que la tradition veut que les monuments, une fois achevés, soient laissés intacts, en signe de respect. Par conséquent, des sites Dakota peuvent ne pas être utilisés actuellement à des fins traditionnelles, mais ils demeurent sacrés et ont besoin d'être protégés. Les Aînés s'inquiétaient de la possibilité que le projet perturbe ces sites, spécialement en cas de fuite ou de rupture du pipeline. Ils étaient particulièrement inquiets parce que, selon eux, TransCanada avait été responsable de la violation de certains sites lors de la construction de l'emprise existante. Ils ont indiqué qu'il y a des sites sacrés le long des emprises existantes et proposées, mais qu'il leur faudrait du temps pour situer ces sites par rapport au pipeline. Les Aînés ont ajouté qu'ils ne se préoccupent pas seulement des sites situés en Saskatchewan, car leur responsabilité s'étend à l'ensemble de leur territoire traditionnel, qui se prolonge jusque dans les autres provinces où le projet est situé.

En réponse à la demande de renseignements de l'Office la priant de préciser l'incidence que le projet aurait sur son usage courant de terres et de ressources à des fins traditionnelles et sur d'autres aspects environnementaux et socioéconomiques, Standing Buffalo a indiqué que le projet traverse son territoire traditionnel et que tout projet de construction interfère avec la terre et entraîne, à tout le moins, l'obligation de consulter. Elle a déclaré que ceci est d'autant plus vrai dans les cas où la construction et l'exploitation du projet peuvent déranger la faune, porter atteinte aux terres ou à l'eau, suite au déversement de substances nocives, par exemple, ou perturber des sites traditionnels et des terres publiques revendiquées par la Première nation.

Standing Buffalo a dit craindre également que le projet ne réduise encore davantage les terres publiques parmi lesquelles elle aurait à choisir à la suite du règlement de sa revendication en vertu d'un traité et en exécution de l'entente d'indemnisation pour les territoires inondés qu'elle a conclue.

Les Aînés de Standing Buffalo ont indiqué que leurs homologues des Premières nations locales devraient aider à situer les sites sacrés et s'assurer du respect de protocoles pendant l'exécution de travaux dans le voisinage des sites.

Opinion des Nations Dakota du Manitoba

Les Nations Dakota du Manitoba ont soutenu que le projet aurait une incidence sur leurs terres traditionnelles et qu'on ne saurait limiter ces effets au corridor pipelinier étant donné que la présence d'un pipeline affecte autant les usages antérieurs que les usages futurs que les Premières nations Dakota du Manitoba pourraient faire de leurs terres après le règlement de leurs revendications territoriales. Elles ont indiqué que ni le corridor pipelinier ni la question des conséquences sur l'usage courant des terres à des fins traditionnelles ne sont pertinents étant donné que les Nations Dakota du Manitoba détiennent un titre ancestral non éteint sur un territoire traditionnel plus vaste.

Opinion de Keystone

Au cours de l'audience, Keystone a réitéré qu'elle n'avait pas relevé de cas où le projet aurait un effet sur l'usage courant de terres à des fins traditionnelles. Néanmoins, elle était disposée à poursuivre les rencontres avec les groupes autochtones pour discuter des préoccupations qu'elles peuvent avoir, maintenant et pendant toute la vie utile du projet. Keystone s'est engagée à modifier la conception du projet si la présence de sites traditionnels était confirmée au cours des consultations subséquentes avec les groupes autochtones. Elle a indiqué qu'elle avait eu des rencontres avec les Nations Dakota du Manitoba et qu'elle poursuivrait les travaux avec celles-ci pour déterminer les impacts éventuels du projet. Keystone a affirmé que puisque la construction de nouvelles conduites serait limitée à seulement 2,5 km en Saskatchewan et que le reste du projet, dans cette province, consisterait à convertir un pipeline existant, elle ne s'attendait pas à ce que le projet ait un impact important sur Standing Buffalo. Cependant, elle était disposée à arrêter une entente et un plan de travail, de concert avec Standing Buffalo, pour évaluer ensemble les prochaines étapes à suivre.

Opinion de l'Office

Même si les entretiens avec Standing Buffalo et les Nations Dakota du Manitoba ont été amorcés quelque peu plus tard qu'ils n'auraient pu l'être, l'Office juge que, dans l'ensemble, Keystone a consulté convenablement les groupes autochtones susceptibles d'être touchés par le projet. Ces derniers ont été munis de renseignements sur le projet et ils ont eu la possibilité de saisir Keystone de leurs préoccupations au sujet de ses incidences. Keystone a examiné les préoccupations formulées et a apporté des modifications au projet, lorsque c'était indiqué. De plus, Keystone a observé les ententes déjà établies entre TransCanada et des groupes

autochtones vivant dans la zone du projet et a persévétré dans ses efforts pour susciter la participation d'autres groupes autochtones. L'Office constate également que Keystone s'est engagée à poursuivre les consultations, par l'entremise de TransCanada.

Selon la preuve produite devant l'Office, TransCanada, agissant pour le compte de Keystone, ne savait pas que Standing Buffalo et les Nations Dakota du Manitoba avaient fait valoir des droits à l'égard de terres situées dans la zone du projet. L'Office estime que, puisqu'elle avait longtemps mené des activités dans la zone d'implantation du projet Keystone, TransCanada aurait dû connaître l'existence de ces revendications ou aurait pu faire montre de plus de diligence pour déterminer si de telles revendications existaient dans la région. L'Office reconnaît que Keystone, dès qu'elle a eu connaissance du fait que Standing Buffalo et les Nations Dakota du Manitoba avaient un intérêt dans la zone du projet, a pris des mesures et a entrepris des démarches de consultation. L'Office remarque également que les consultations auprès de Carry the Kettle et des signataires du traité n° 4 ont reposé sur des ententes établies, conclues par TransCanada, et que Keystone est disposée à établir des ententes similaires et des plans de travail avec d'autres groupes autochtones, y compris Standing Buffalo et les Nations Dakota du Manitoba.

Après le dépôt d'une demande, toutes les parties intéressées, y compris les Autochtones, ont la possibilité de participer aux processus de l'Office pour faire connaître leurs points de vue, afin qu'il en soit tenu compte au moment de la prise d'une décision. En ce qui touche le projet Keystone, l'Office souligne que Standing Buffalo et les Nations Dakota du Manitoba ont saisi l'occasion qui leur était offerte de prendre part à l'instance et qu'il a pris des mesures particulières pour faciliter leur participation. L'Office, en effet, a accepté que Standing Buffalo dépose sa preuve après l'échéance fixée et a permis à ses Aînés de témoigner oralement, dans leur langue, au cours de l'audience. De plus, l'Office a siégé pendant deux jours à Regina afin de faciliter la participation de Standing Buffalo et il était disposé à prévoir des séances d'audience à Winnipeg à l'intention des Nations Dakota du Manitoba. L'Office souligne que, dans le souci de bien comprendre les préoccupations de Standing Buffalo, il a écouté le témoignage des Aînés, fait une demande de renseignements et posé des questions durant l'audience.

L'Office estime que Standing Buffalo et les Nations Dakota du Manitoba ont eu la possibilité de participer pleinement au dossier et d'attirer son attention sur toutes les préoccupations qu'elles pouvaient entretenir au sujet du projet. Le processus d'audience a fourni à toutes les parties une tribune pour recevoir un complément d'information, mettre en doute et réfuter la preuve produite par les autres parties et faire valoir leurs propres points de vue et préoccupations au sujet du projet Keystone. Standing

Buffalo et les Nations Dakota du Manitoba ont eu la possibilité de produire une preuve, y compris au sujet de toute atteinte possible à leurs droits et intérêts que le projet pourrait entraîner. Les Nations Dakota du Manitoba n'ont produit aucune preuve à l'audience.

Standing Buffalo a déposé une preuve sous forme d'affidavit et témoigné oralement à l'audience, et l'Office a soupesé soigneusement cette preuve au moment de prendre sa décision.

Standing Buffalo a laissé entendre que le projet réduirait encore davantage les terres publiques parmi lesquelles elle aurait à choisir conformément à son entente d'indemnisation pour les territoires inondés et comme suite au règlement de sa revendication. L'Office trouve que la preuve présentée sur ce point est de caractère trop conjectural pour justifier qu'il en tienne compte en tant qu'incidence du projet puisque des terres publiques sont disponibles pour fins de sélection et que des terres privées peuvent être achetées dans le territoire traditionnel revendiqué par Standing Buffalo.

L'Office n'a pas compétence pour trancher des questions associées aux revendications territoriales. Par conséquent, dans la mesure où la preuve produite par Standing Buffalo se rapporte à la revendication territoriale qu'elle a émise, plutôt qu'aux effets du projet comme tel sur ses intérêts, cette preuve revêt une valeur probatoire limitée dans le contexte de l'examen de la demande dont l'Office est saisi.

Standing Buffalo a présenté une preuve de nature générale concernant l'existence de sites sacrés le long des emprises existantes et proposées. L'Office remarque que Keystone s'est engagée à discuter avec Standing Buffalo de la possibilité que le projet perturbe des sites sacrés, à dresser un plan de travail et à prévoir des mesures d'atténuation dans son plan de protection de l'environnement pour parer à des effets précis sur des sites sacrés. L'Office invite Standing Buffalo à porter à l'attention de TransCanada ses préoccupations au sujet des répercussions de projets antérieurs sur des sites sacrés et à faire participer ses Aînés à ces discussions.

L'Office constate que presque la totalité des terres requises pour réaliser le projet ont été perturbées antérieurement, qu'il s'agit généralement de propriétés privées et que ces terres sont affectées principalement à l'exploitation agricole et à l'élevage de bétail. On s'attend donc à ce que le projet ait une incidence minime sur les terres. Par ailleurs, l'Office est convaincu que les effets éventuels dont Standing Buffalo a fait état, et qui peuvent être examinés dans le contexte de la demande, seront atténués d'une manière appropriée.

Concernant la requête des Nations Dakota du Manitoba en vue d'imposer des conditions d'approbation supplémentaires, l'Office souligne que

Keystone et les Nations Dakota du Manitoba ont entrepris des consultations et que les deux parties se sont engagées à poursuivre ces entretiens. En outre, l'Office remarque que Keystone s'est engagée à donner suite aux préoccupations qui seraient mises en lumière tout au long de ses démarches de consultation continues et qu'elle est intéressée à établir des ententes et des plans de travail avec les groupes autochtones vivant dans la zone du projet. L'Office est fortement en faveur de tels arrangements et il encourage les promoteurs de projets à développer des rapports avec les groupes autochtones ayant des intérêts dans les régions où ils exécutent des projets. Vu l'engagement que les deux parties ont pris de poursuivre le dialogue, l'Office ne voit pas la nécessité d'imposer les conditions proposées, telles qu'elles sont énoncées.

Chapitre 8

Questions environnementales et socioéconomiques

L'Office examine les questions environnementales et socioéconomiques sous le régime de la LCÉE et de la Loi sur l'ONÉ. Il s'attend à ce que les promoteurs cernent et prennent en ligne de compte les effets que leur projet peut avoir sur des éléments biophysiques et socioéconomiques, déterminent les mesures à prendre pour atténuer ces effets, évaluent l'importance des effets résiduels qui subsistent après l'application des mesures d'atténuation et rehaussent les retombées positives du projet.

8.1 Processus d'évaluation des effets environnementaux et socioéconomiques

Keystone a déposé une évaluation environnementale et socioéconomique (ÉES) à l'égard du projet dans laquelle elle a conclu que le projet n'aura pas d'effets négatifs importants sur des ressources environnementales ou socioéconomiques pourvu que les mesures d'atténuation définies dans l'ÉES soient mises en œuvre aux étapes de la construction, de l'exploitation, de la désaffection et de la cessation de l'exploitation.

La réalisation du projet envisagé exige la délivrance d'un certificat d'utilité publique en vertu de l'article 52 de la Loi sur l'ONE, ce qui rend nécessaire la préparation d'un examen environnemental préalable en vertu de la LCÉE. En outre, conformément au *Règlement sur la coordination par les autorités fédérales des procédures et des exigences en matière d'évaluation environnementale* (Règlement sur la coordination fédérale), pris aux termes de la LCÉE, l'ONÉ a coordonné la participation des autorités responsables (AR) et des autorités fédérales (AF) au processus mené en vertu de la LCÉE. Pour réduire les chevauchements possibles, l'Office et d'autres AR ont agi de concert pour créer un processus d'examen préalable efficient qui réponde aux besoins de chacune des parties dans l'accomplissement de leurs responsabilités au chapitre de l'évaluation environnementale du projet.

Suivant le Règlement sur la coordination fédérale, les AR doivent déterminer conjointement la portée de l'évaluation environnementale à effectuer. Après avoir consulté les autres AR et l'Agence canadienne d'évaluation environnementale, l'Office a communiqué une ébauche de portée de l'évaluation environnementale aux AF, aux organismes provinciaux compétents et à Keystone pour que ceux-ci la commentent. La portée a ensuite été arrêtée de façon définitive et diffusée le 15 mars 2007. Voir le document Portée de l'évaluation environnementale à l'annexe VI.

À l'issue de la partie orale de l'audience, le 25 juillet 2007, l'Office a diffusé une ébauche du Rapport d'examen environnemental préalable (REEP) pour que le public l'examine et le commente. L'Office a reçu des commentaires de la part d'Environnement Canada, de Transports Canada, d'Affaires indiennes et du Nord Canada et de la Première nation Dakota de Standing Buffalo. Keystone a déposé des commentaires par la suite.

Le REEP définitif reflète les commentaires des parties et l'évaluation faite par l'Office des effets biophysiques et socioéconomiques du projet ainsi que des mesures d'atténuation proposées, compte tenu de la description du projet, des éléments à examiner et de la portée de ces éléments. Étant donné que le rapport intégral, y compris le résumé, figure à l'annexe VII, aucune partie du REEP n'est reprise dans le présent chapitre.

Pêches et Océans Canada (PEO), en sa qualité d'AR, effectuera une évaluation environnementale qui vise spécifiquement les franchissements de cours d'eau dans le cas desquels une autorisation doit être obtenue aux termes de la *Loi sur les pêches* et PEO doit faire une détermination en vertu de la LCÉE.

Opinion de l'Office

Suivant la LCÉE, l'Office a déterminé que pourvu que Keystone mette en œuvre les mesures d'atténuation qu'elle a proposées et se conforme aux exigences réglementaires de l'Office ainsi qu'aux conditions recommandées jointes au REEP, la construction et l'exploitation du pipeline et des installations connexes ne sont pas susceptibles d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants.

Pour ce qui concerne la décision de réglementation qu'il doit rendre en vertu de la Loi sur l'ONÉ, l'Office a adopté le REEP et les recommandations qu'il contient. L'Office a également tenu compte d'autres questions socioéconomiques liées aux opérations agricoles et à l'emploi. Ces aspects sont examinés en détail dans les pages qui suivent. L'Office estime que toutes les questions biophysiques et socioéconomiques ont été examinées convenablement et en conformité avec les exigences prescrites dans son Guide de dépôt.

8.2 Portée de l'évaluation

Keystone a indiqué qu'elle a déterminé la portée de l'ÉES déposée en même temps que sa demande en se reportant aux articles 15 et 16 de la LCÉE ainsi qu'au Guide de dépôt de l'ONÉ. La portée du projet, telle que définie dans l'ÉES, englobait les ouvrages dont Keystone a fait état dans sa demande de même que toutes les activités et entreprises considérées comme étant associées à ces ouvrages. L'ÉES précisait également les éléments biophysiques et socioéconomiques à examiner et les limites spatiales et temporelles (distance et temps) de l'évaluation faite de chaque élément. L'ÉES préparée par Keystone n'examine pas les installations en amont qui serviraient à alimenter le pipeline Keystone, ni les installations en aval qui seraient desservies par celui-ci, sauf dans la mesure où elles sont pertinentes dans l'évaluation des effets cumulatifs.

Opinions des parties

En plaidoirie finale, le SCEP a soutenu que la preuve permet de croire qu'il existe un lien étroit entre le projet envisagé et les installations de production de ConocoPhillips en Alberta et ses installations de traitement aux États-Unis. Le SCEP a déclaré que l'Office ferait une erreur s'il

approuvait le pipeline Keystone sans évaluer l'incidence environnementale d'installations en amont et en aval qui peuvent être directement reliées au projet et dont la construction n'aurait peut-être pas lieu si le pipeline n'était pas approuvé. Il a argué, de plus, qu'en rejetant les requêtes déposées en vue d'obtenir un complément d'information sur le lien qui peut exister entre les installations en amont et en aval et le projet, l'Office l'avait en fait privé de la possibilité d'évaluer convenablement le dossier Keystone et de convaincre l'Office de la nécessité de soumettre le projet à un examen plus approfondi.

Le GEK a déclaré que le pipeline Keystone débute à Hardisty, un carrefour de marché pour le pétrole brut, et se termine à la frontière canado-américaine, au Manitoba. Il a argué que le cas examiné en l'espèce n'est pas analogue au dossier Sumas, où la décision rendue tenait à la conclusion qu'il existait un lien direct. Pour ce qui concerne l'argument avancé par le SCEP au sujet du rejet de ses requêtes par l'Office, le GEK a souligné que la portée de l'évaluation n'avait pas encore été présentée à l'Office lorsqu'il a décidé de rejeter ces requêtes.

Keystone a argué, pour sa part, qu'il n'existe pas de lien direct entre le pipeline Keystone et des installations particulières en amont ou en aval. En plaidoirie de réplique, Keystone a souligné que l'oléoduc proposé raccorderait un carrefour existant à Hardisty (Alberta) à des marchés américains qui relèvent d'une autre administration. Elle a soutenu qu'il n'est pas nécessaire de disposer de renseignements sur les installations en aval ou en amont pour trancher la demande.

Opinion de l'Office

La portée de l'évaluation environnementale du projet a été rendue publique le 15 mars 2007. Le document de détermination de la portée indique que le projet comprend deux composantes distinctes : la construction d'un pipeline et des installations connexes, ainsi que l'utilisation et la conversion d'installations pipelinaires existantes. Le document précise que :

La portée du projet comprend la construction, l'exploitation, l'entretien et les modifications prévisibles ainsi que, lorsque c'est pertinent, la cessation de l'exploitation, la désaffection et la remise en état des lieux, pour l'ensemble du projet et, plus particulièrement, les ouvrages et activités concrètes [...]

Le paragraphe 15(3) de la LCÉE prescrit ce qui suit :

Est effectuée, dans l'un ou l'autre des cas suivants, l'évaluation environnementale de toute opération – construction, exploitation, modification, désaffection, fermeture ou autre – constituant un projet lié à un ouvrage :

- a) l'opération est proposée par le promoteur;
- b) l'autorité responsable ou, dans le cadre d'une médiation ou de l'examen par une commission et après

consultation de cette autorité, le ministre estime l'opération susceptible d'être réalisée en liaison avec l'ouvrage.

L'Office estime que les installations en amont qui alimenteraient le pipeline Keystone ne sont pas directement liées au projet Keystone, ni ne sont des entreprises accessoires. De ce fait, elles n'entrent pas dans la portée du projet, telle qu'elle est définie ci-dessus. Pour ce qui est des installations en aval, qui seraient desservies par le pipeline Keystone, l'Office réitère l'avis qu'il a exprimé dans sa décision sur la motion de Sumas Energy 2 relative aux effets environnementaux⁴, à savoir que la LCÉE ne prévoit pas que les installations situées à l'extérieur du Canada doivent être incluses dans la portée d'un projet⁵. Cependant, l'évaluation des effets cumulatifs comprise dans l'ÉES de Keystone et dans le REEP de l'Office examine les effets des installations en aval dans la mesure où ceux-ci se conjuguent aux effets du projet lui-même.

Aux termes de la Loi sur l'ONÉ, l'Office tient compte des effets environnementaux et socioéconomiques que des installations en amont ou en aval peuvent avoir en territoire canadien, pourvu qu'il existe le lien nécessaire entre ces installations et la demande à l'étude. Ainsi que nous l'avons mentionné au chapitre 2 des Motifs de décision, le pipeline Keystone débute à Hardisty (Alberta), qui est un carrefour d'approvisionnement en pétrole brut (voir la figure 2-4) et livre du pétrole brut à des marchés à Wood River et Patoka (Illinois), points qui forment un important carrefour de marché pour les pipelines de transport de pétrole brut qui y arrivent ou en partent (voir la figure 2-5). Compte tenu que l'approvisionnement du pipeline Keystone peut venir d'un grand nombre de sources et que le pipeline peut desservir plusieurs raffineries situées dans le PADD II, l'Office juge que le lien entre les installations en amont et en aval et le pipeline Keystone n'est pas suffisant pour qu'il soit pertinent de considérer les effets de ces installations dans le cadre de la décision qu'il doit rendre aux termes de la Loi sur l'ONÉ.

L'Office estime, de plus, qu'il est approprié que l'ÉES ne tienne pas compte des effets des installations en amont et en aval, sauf dans l'optique de l'évaluation des effets cumulatifs, dans le cadre de l'évaluation environnementale et socioéconomique du projet.

8.3 Questions socioéconomiques

L'Office s'attend à ce que les sociétés définissent et prennent en ligne de compte l'incidence qu'un projet peut avoir sur les conditions socioéconomiques, ce qui comprend l'atténuation des

⁴ Motifs de décision EH-1-2000 de l'ONÉ, Sumas Energy 2 Inc., Installations, mars 2004 – Annexe III, Décision concernant la motion relative aux effets environnementaux, 9 décembre 2002, à la page 137.

⁵ *Ibid.*, à la page 143.

effets négatifs et l'amélioration des retombées positives. Keystone a déposé une ÉES dans laquelle elle a conclu que le projet n'aura pas d'effets négatifs importants sur des ressources socioéconomiques pourvu que les mesures d'atténuation définies dans l'ÉES soient mises en œuvre aux étapes de la construction, de l'exploitation, de la désaffection et de la cessation de l'exploitation. Le REEP, présenté à l'annexe VII, traite des effets socioéconomiques éventuels qui sont visés par la LCÉE, et tandis que ceux qui relèvent de la Loi sur l'ONÉ sont examinés dans la présente section.

8.3.1 Incidence sur le plan de l'emploi

Keystone a déclaré que les emplois, directs et indirects, créés au cours de la construction des installations se chiffraient, au total, à environ 646 années-personnes. Selon les estimations, 17 emplois à temps plein seraient créés pendant l'exploitation du projet. Keystone a également noté que la population vivant dans la zone d'implantation du projet jouit d'une situation de quasi plein-emploi.

Aucune des parties à l'instance n'a fait état de préoccupations concernant les emplois qui seraient engendrés par le projet, mais des parties ont lamenté le fait que des occasions de créer des emplois ont été manquées faute d'un traitement à valeur ajoutée des produits pétroliers à expédier par le pipeline Keystone. Cette question est examinée plus en détail au chapitre 9.

8.3.2 Incidence sur les opérations agricoles

Dans la demande, Keystone a déclaré que le projet serait réalisé dans des régions essentiellement rurales, composées de petites agglomérations et de villages, et que la majeure partie du pipeline passe sur des terres occupées par des exploitations agricoles et des fermes d'élevage de bétail.

Le Groupe de propriétaires fonciers de Kessler (GPKF) est intervenu durant l'instance de Keystone. Il s'agit d'une association de cinq propriétaires fonciers établis près de Hardisty (Alberta). Ces propriétaires s'adonnent à l'exploitation agricole et à l'élevage de bétail sur des terrains que traverse le projet envisagé. Dans leur intervention, ils ont exprimé des inquiétudes concernant l'effet du projet sur leurs activités.

Opinions des parties

Le GPKF a déclaré que le projet aura de graves répercussions économiques et commerciales sur les activités d'exploitation agricole et d'élevage exercées par ses membres au cours de la construction, de l'exploitation et de la cessation de l'exploitation du pipeline. Il a soutenu que tout impact négatif sur les opérations agricoles et d'élevage sera amplifié à cause des restrictions imposées dans la zone de sécurité, notamment si la profondeur d'enfouissement du pipeline n'est pas suffisante. De plus, le GPKF voulait des garanties que Keystone assumera toute responsabilité en cas d'imprévus environnementaux, y compris au moment de la cessation de l'exploitation du pipeline. Le GPKF souhaitait obtenir de Keystone des renseignements complémentaires sur la conception et la construction du pipeline, et au sujet de l'incidence que le projet aurait sur les opérations agricoles et d'élevage des exploitants touchés. En particulier, le GPKF voulait connaître les restrictions qui pourraient lui être imposées pour ce qui concerne l'utilisation de l'entreprise.

En plaidoirie finale, le GPKF a déclaré que, bien qu'il maintienne la position qu'il a avancée dans sa preuve écrite, il avait centré son attention, au cours de l'audience, sur la question de la cessation de l'exploitation du pipeline. À cet égard, il a argué que Keystone n'avait pas démontré adéquatement que la cessation de l'exploitation du projet serait effectuée d'une manière convenable. Le GPKF craignait que la responsabilité financière d'éventuelles conséquences environnementales découlant de la cessation de l'exploitation future du pipeline ne retombe sur ses membres ou sur d'autres propriétaires fonciers également touchés. Il a prié l'Office d'assortir tout certificat qu'il pourrait délivrer à l'égard du projet d'une condition exigeant que Keystone dépose une garantie d'exécution à titre d'assurance que les terrains touchés par le pipeline proposé seront remis en état après la cessation de l'exploitation ou que Keystone verse des paiements annuels dans un fonds de prévoyance, établi par elle, afin de couvrir les coûts futurs de la cessation de l'exploitation du pipeline.

L'Alberta Association of Pipeline Landowners a déposé une lettre de commentaires dans laquelle elle déclarait ne pas être opposée au projet dans la mesure où ses préoccupations étaient résolues et où des renseignements supplémentaires lui étaient fournis. Ses préoccupations concernaient la profondeur d'enfouissement du pipeline et le caractère adéquat de l'indemnisation accordée. Les renseignements qu'elle souhaitait obtenir comprenaient des données sur l'intégrité de l'« ancienne canalisation », les plans détaillés de cessation de l'exploitation, les plans d'intervention en cas d'urgence et de l'information sur la composition du produit qui serait transporté par le pipeline.

Opinion de Keystone

Keystone a déclaré qu'il est prévu d'exploiter le pipeline pendant un minimum de 30 ans et que la désaffection et la cessation de l'exploitation des installations seront effectuées en conformité avec toutes les exigences réglementaires, fédérales et provinciales, en vigueur au moment où ces travaux ont lieu. Keystone a affirmé que lorsque la décision serait prise de cesser d'exploiter le pipeline, il lui faudrait dresser un plan détaillé et demander les autorisations nécessaires. Le plan tiendrait compte d'un certain nombre de facteurs, notamment : les exigences législatives en vigueur, la santé et la sécurité du public, les possibilités de récupérer les matériaux du pipeline ou de l'utiliser à d'autres fins, l'utilisation courante et future des terres, les points de vue des propriétaires fonciers, des autorités réglementaires et des autres parties prenantes touchées, la comparaison des effets environnementaux entre les options que sont l'abandon sur place, d'une part, ou l'excavation et l'enlèvement du pipeline, d'autre part, ainsi que les questions liées au franchissement de plans d'eau, de routes, de voies ferrées et d'autres installations de service public. Keystone a déclaré qu'elle ne prévoyait pas établir de fonds de prévoyance ou de contracter une garantie d'exécution en prévision de travaux d'assainissement de l'environnement.

Keystone a aussi déclaré qu'elle indemniserait les propriétaires fonciers de toute charge découlant de la construction et de l'exploitation du pipeline, sauf en cas de faute volontaire ou de négligence grave de la part du propriétaire foncier.

Keystone a affirmé qu'elle tient à collaborer avec les propriétaires fonciers, y compris le GPKF, pour trouver des solutions mutuellement acceptables à leurs préoccupations ainsi qu'établir et conserver des rapports positifs avec eux. En outre, Keystone s'est engagée à rencontrer tous les

propriétaires fonciers, y compris les membres directement touchés du GPK, pour leur communiquer des renseignements supplémentaires sur le projet Keystone et élaborer conjointement des plans d'atténuation qui seront mis en œuvre avant le début des travaux de construction et pendant toute leur durée.

Keystone a fait valoir qu'elle jouit d'une situation financière solide comme en témoigne le fait qu'elle puisse financer le projet par l'entremise de sa société mère, TransCanada. Elle a déclaré, de plus, qu'elle assumerait la responsabilité de toute obligation qui surviendrait pendant la vie utile des installations et que, finalement, elle devra convaincre l'Office de l'à-propos de l'éventuel plan de cessation de l'exploitation.

Opinion de l'Office

L'Office juge que Keystone a cerné et pris en compte tous les aspects socioéconomiques du projet et proposé des mesures d'atténuation convenables pour en réduire les effets négatifs au minimum et en rehausser les retombées positives. L'Office remarque que bien que le GPK n'ait pas fait valoir, au cours de l'audience, ses préoccupations au sujet de l'incidence du projet sur les activités d'exploitation agricole et d'élevage, il a affirmé que ces préoccupations existent toujours. L'Office constate que Keystone s'est engagée à collaborer avec les propriétaires fonciers, y compris le GPK, pour trouver des solutions mutuellement acceptables à leurs préoccupations et arrêter des plans d'atténuation. L'Office encourage Keystone à donner suite à cet engagement et à fournir toute autre information que des groupes de propriétaires fonciers pourraient demander au sujet du projet et de ses effets possibles.

Pour ce qui est de la question de la cessation de l'exploitation du pipeline, l'Office reconnaît qu'il s'agit d'une préoccupation réelle et légitime pour les propriétaires fonciers. À l'heure actuelle, les sociétés qui veulent cesser d'exploiter des installations sont tenues d'en faire la demande à l'Office, et un plan de cessation d'exploitation doit alors être établi en bonne et due forme et approuvé par l'Office. Les plans de cessation d'exploitation doivent fournir la preuve que tous les propriétaires fonciers et autres personnes éventuellement touchées ont été convenablement avisés et que leurs droits seront protégés. En outre, en cas d'approbation du plan, l'Office rendrait une ordonnance à laquelle il pourrait assortir des conditions dont il surveillerait la mise en application.

À l'heure actuelle, aucune exigence, législative ou autre, n'oblige les sociétés à assumer les coûts associés à la cessation de l'exploitation d'installations à l'étape de la délivrance du certificat d'approbation du projet. L'Office souligne que les questions entourant la cessation de l'exploitation, telles que les préoccupations que le GPK a soulevées, ont fait l'objet de discussions plus larges au sein de l'industrie et continueront d'être débattues à l'avenir. L'Office participera aux développements

attendus dans ce domaine et, ce faisant, veillera à consulter les personnes touchées ou intéressées.

Compte tenu que Keystone jouit d'une situation financière solide et qu'elle s'est engagée à assumer la responsabilité des obligations pouvant surgir pendant la durée utile du projet, l'Office n'imposera pas une condition exigeant que Keystone dépose une garantie ou constitue un fonds de prévoyance. Toutefois, l'Office invite Keystone à se préparer financièrement à l'éventuelle cessation de l'exploitation de ses installations.

Les préoccupations concernant la perte d'emplois potentiels, au détriment des Canadiens et surtout des Albertains, due au fait que le pétrole ne sera pas traité au Canada sont examinées au chapitre 9 des présents Motifs de décision.

Chapitre 9

Incidences du projet sur les intérêts nationaux

Au cours de l'audience, certains intervenants ont dit que si le projet était approuvé, il s'ensuivrait des occasions ratées ou des conséquences négatives pour les industries, les emplois et la sûreté des approvisionnements au Canada. Pour leur part, Keystone et les parties qui appuyaient la demande ont soutenu qu'il y aurait des conséquences économiques désavantageuses si le projet n'était pas approuvé en temps opportun.

Opinion du Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier (SCEP)

Le SCEP privilégiait comme point de vue que faute de renseignements sur la nature, les sources et les utilisations ultimes des produits pétroliers qui seraient transportés par l'oléoduc, l'Office n'est pas suffisamment informé pour pouvoir évaluer les incidences probables qu'aurait le retrait de pétrole brut lourd non traité du Canada sur le plan de l'économie, des activités commerciales, des approvisionnements et des marchés, ou déterminer si le projet est conforme à l'intérêt public.

En partant de l'hypothèse que l'oléoduc serait utilisé en majeure partie pour l'exportation de pétrole lourd, le SCEP a argué que l'approbation du projet signifierait qu'il faudrait renoncer au développement économique considérable et aux nombreux emplois qui auraient découlé de la valorisation du bitume au Canada, c'est-à-dire avant qu'il ne soit exporté. Le SCEP a fait valoir qu'il ne doit pas y avoir d'exportations à moins que les besoins des Canadiens, y compris ceux de l'industrie pétrolière et gazière, n'aient été satisfaits au préalable.

À l'appui de sa prise de position, le SCEP a présenté un rapport d'Informetrica Limited (rapport d'Informetrica) comportant trois scénarios de mise en valeur qui indiquent dans quelle mesure les ressources pétrolières et gazières du Canada pourraient être transportées dans le pipeline Keystone.

Le premier scénario porte sur l'extraction de pétrole lourd canadien à des fins d'exportation et de traitement aux É.-U. Selon le rapport d'Informetrica, l'intérêt public canadien serait bafoué s'il y avait retranchement de produits énergétiques destinés aux raffineries et à l'industrie pétrochimique canadiennes et si le développement d'une industrie pétrolière et gazière canadienne diversifiée était lésé par un manque d'approvisionnements.

Le deuxième scénario prévoit une augmentation de la valeur ajoutée au Canada par suite de la construction d'installations pipelinaires pour le transport de pétrole lourd vers les usines de valorisation canadiennes, d'où serait livré du brut léger aux raffineries et autres utilisateurs finals, y compris les usines pétrochimiques canadiennes. D'après ce scénario, le rythme de mise en valeur des sables bitumineux serait en accord avec les priorités du Canada plutôt qu'avec celles des É.-U. L'exportation de liquides de gaz naturel devant servir de diluant ne se produirait que lorsqu'on n'en aurait pas besoin comme charge d'alimentation dans l'industrie pétrochimique canadienne. Selon les estimations présentées dans le rapport d'Informetrica, l'expansion de l'industrie de raffinage du Canada, en tant que source de demande pour

63 600 m³/j (400 000 b/j) de pétrole lourd, représenterait un apport d'environ 18 000 emplois par année à l'économie canadienne et de quelque 0,2 % au produit intérieur brut du Canada. Le rapport d'Informetrica précise en outre que l'intérêt public serait bien servi si ce scénario se concrétisait, en raison des occasions de croissance plus nombreuses pour toutes sortes d'entreprises dans de nombreuses industries.

Le troisième scénario prévoit pour sa part que l'accroissement des approvisionnements en pétrole au Canada sera suffisamment rapide pour que les buts établis dans les deux autres scénarios soient complètement atteints. Les hausses de production à partir des sables bitumineux seraient suffisantes pour soutenir l'industrie pétrochimique canadienne, notamment celle de l'Alberta, et permettre leur expansion future. Environ 66 % du pétrole extrait des sables bitumineux serait valorisé et il y aurait assez d'approvisionnements pour alimenter les raffineries et pourvoir à des exportations à valeur ajoutée supérieure.

Dans sa plaidoirie finale, le SCEP a dit qu'il n'entretient pas de préoccupations au sujet de la politique gouvernementale actuelle et que l'Office devrait en fait la prendre en considération dans sa décision. Il a expliqué qu'il ne souhaitait pas un changement de politique puisque ses opinions sont en lien étroit avec l'énoncé de politique du gouvernement de l'Alberta. Le SCEP a réitéré l'importance que revêt l'examen par l'Office des avantages et des fardeaux qui pourraient découler de l'approbation ou du rejet du projet. Il a notamment invoqué les commentaires formulés par l'Office dans le dossier du gazoduc Alliance pour appuyer sa position, soit que l'Office devrait étudier la possibilité que le projet Keystone ait des effets négatifs sur l'environnement des localités albertaines ou les intérêts commerciaux des personnes autres que les propriétaires et utilisateurs du pipeline.

Le SCEP a incité fortement l'Office à prendre en compte les dispositions de l'article 605 de l'Accord de libre-échange nord-américain (ALÉNA) sur le partage proportionnel. Le SCEP considérait que l'article 605 limite les options de réglementation futures et l'autorité de l'Office pour ce qui est de servir intérêt public. Il était d'avis qu'une fois les exportations commencées, le Canada serait tenu d'assurer qu'une part proportionnelle des produits énergétiques soit réservée. Le SCEP estimait en outre que les mesures de protection de la sûreté énergétique intérieure énoncées dans l'article 118 de la Loi sur l'ONÉ ne seraient pas respectées si un expéditeur demandait une ordonnance d'exportation à court terme plutôt qu'une licence à long terme. Le principal sujet d'inquiétude formulé par le SCEP était que l'Office pourrait ne pas avoir l'occasion à l'avenir d'examiner la question de savoir si les produits que le projet permettrait d'exporter seraient excédentaires par rapport aux besoins raisonnablement prévisibles du Canada.

Opinion de l'Alberta Federation of Labour (AFL)

L'AFL a dit estimer que les incidences économiques et sociales éventuelles du projet sont importantes et que par conséquent, l'Office doit évaluer les effets globaux qu'il pourrait avoir à longue échéance, y compris les répercussions du projet sur l'emploi, les collectivités et le développement économique du Canada, de même que sur les secteurs de la valorisation, du raffinage et de la pétrochimie et les industries du secteur secondaire. Pour ce faire, selon l'AFL, l'Office aurait besoin d'éléments de preuve sur l'identité des expéditeurs, les quantités et produits qui seraient transportés ainsi que les utilisations ultimes des produits expédiés.

L'AFL craignait que si le projet Keystone était approuvé, les sociétés énergétiques nord-américaines prendraient des décisions d'investissement et de développement dont les avantages se feraient sentir à l'extérieur de l'Alberta et du Canada. En revanche, si le pipeline n'était pas approuvé, cela inciterait les sociétés énergétiques, toujours selon l'AFL, à investir dans des raffineries canadiennes. L'AFL prétendait que chaque baril de bitume expédié aux É.-U. représenterait un baril de moins pour la production à valeur ajoutée et la création d'emplois en Alberta. Sur ce point, l'AFL s'est fondée sur le rapport d'Informetrica, suivant lequel 18 000 emplois seraient créés au Canada si le bitume devant être expédié aux É.-U. par voie du pipeline Keystone était raffiné au Canada.

L'AFL craignait en outre que si le pipeline Keystone était approuvé, le bitume ne serait plus une ressource sous-exploitée de sorte que son prix augmenterait. À son avis, l'harmonisation des prix du bitume nuirait à l'industrie pétrolière canadienne en aval en éliminant la viabilité économique des installations de valorisation et de raffinage de l'Alberta. L'AFL a précisé que les producteurs canadiens de pétrole extrait des sables bitumineux ont mis de l'avant des propositions visant la construction de 14 usines de valorisation du bitume ou l'accroissement de la capacité actuelle de la province, et qu'un bon nombre de ces propositions, sinon toutes, pourraient être mises en péril si le pipeline Keystone était autorisé.

L'AFL a soutenu que si l'ONÉ portait son attention sur l'intérêt public dans son ensemble, il pourrait forcer l'industrie, les gouvernements, le monde ouvrier et les autres parties prenantes à collaborer pour mettre au point un plan global de mise en valeur des ressources énergétiques canadiennes.

L'AFL a laissé entendre que la portée de l'évaluation du projet telle que soumise par le demandeur était trop étroite. Il a demandé à l'Office d'interpréter la question de l'intérêt public de façon assez large pour inclure l'incidence que le pipeline Keystone aurait sur les intérêts nationaux. L'AFL a recommandé à l'Office d'envisager trois options pour ce faire.

La première, et celle que privilégie l'AFL, serait pour l'Office de rejeter la demande en invoquant le manque de preuve sur la question de savoir si le projet est conforme à l'intérêt public. L'AFL a soutenu que l'Office ne dispose pas d'information à propos des incidences du projet sur les usines de valorisation actuelles ou proposées. De plus, l'Office n'a pas de données sur l'impact qu'aura la demande de pétrole à la longue sur l'industrie canadienne dans son état actuel ni sur l'impact que provoquerait au Canada le fait de refuser au pipeline Keystone le pouvoir d'expédier du bitume non traité aux É.-U. L'AFL a argué que ces données manquantes, en bout de ligne, auront des répercussions sur le principe fondamental de ses présentations, c'est-à-dire les possibilités d'emploi.

La deuxième option suggérée par l'AFL était que l'Office rende une ordonnance provisoire et détermine ensuite un autre processus ayant pour objet la question de l'intérêt public.

La troisième option proposée par l'AFL était que l'Office retarde sa décision et consulte le gouvernement en matière de politique énergétique; elle a cependant précisé plus tard que cette mesure ne serait pas nécessaire puisque l'Office a toute la latitude voulue pour étudier tous les facteurs pertinents avant de rendre sa décision. L'AFL a indiqué que même si elle n'était pas

d'accord avec la politique énergétique du gouvernement, elle ne demandait pas à l'Office de la modifier.

Opinion du Parkland Institute (Parkland)

Parkland a prétendu que le pipeline Keystone, en assurant un accroissement de la capacité d'exportation de bitume, ferait augmenter plus rapidement les investissements dans l'extraction et l'exportation de bitume. À son avis, l'intensification de l'exploitation des sables bitumineux n'a pas soulevé un débat adéquat sur la question de savoir si ce développement accéléré était dans l'intérêt des Albertains et des Canadiens.

Parkland a fait observer que si le pipeline était approuvé, il aurait pour effet de réduire l'écart qui favorise le pétrole lourd par rapport au pétrole léger causé par l'offre excédentaire de pétrole lourd. Il a prétendu qu'un rétrécissement de cet écart aurait des incidences négatives sur la viabilité des secteurs de la valorisation et du raffinage au Canada et risquerait de faire perdre des investissements et des emplois.

Parkland s'est également dit d'avis que le partage proportionnel et l'ALÉNA auraient pour effet irréversible d'accroître la dépendance du pays envers les exportations.

Opinion de M. Gordon Laxer

M. Laxer a remis une lettre de commentaires dans laquelle il laisse entendre que l'approbation du pipeline Keystone minerait la sûreté à long terme des approvisionnements en pétrole pour les Canadiens ce qui, à son avis est l'aspect de l'intérêt public qui prédomine. Puisque le Canada ne dispose pas d'une réserve pétrolière stratégique, la population de l'Est du pays serait indûment exposée au risque de pénuries de pétrole provoquées par des décisions politiques. Il en est arrivé à la conclusion que le projet devrait être refusé étant donné qu'il serait conforme à l'intérêt public de réduire les importations de pétrole étranger dans l'Est du Canada et d'assurer la sûreté des approvisionnements.

Opinion de Keystone

En plaidoirie finale, Keystone a estimé que la preuve du SCEP, de l'AFL, de Parkland et de M. Laxer se rapportant aux effets qu'aurait l'exportation de pétrole non valorisé sur les industries, l'emploi et la sûreté des approvisionnements au Canada, n'était pas connexe aux questions sur lesquelles l'Office doit se prononcer. À son avis, cette preuve n'allait pas dans le sens de la politique publique qui, comme il se doit, est du ressort des gouvernements fédéral et provinciaux, et elle y était même contraire. Selon Keystone, les questions soulevées par ces intervenants ont été prises en compte dans la politique gouvernementale actuelle en matière d'économie et d'énergie. Elle a ajouté que ces parties devraient faire part de leurs préoccupations aux gouvernements plutôt qu'à l'Office.

Keystone a exprimé l'opinion que pour déterminer l'intérêt que revêt un projet pour le public, l'Office devrait soupeser les avantages et les fardeaux du projet, et qu'il doit tenir compte des politiques économiques et énergétiques actuelles des gouvernements.

En ce qui concerne le rapport d'Informetrica, Keystone a argué que les 18 000 emplois mentionnés importaient peu comparativement au manque à gagner qui découlait du rejet du projet ou du retard que le projet accuserait s'il fallait attendre l'accroissement de la capacité de raffinage au Canada. Keystone a fait observer que la capacité pipelinière serait insuffisante dès 2009 et que même si on prévoyait déjà la construction d'une raffinerie, elle ne pourrait entrer en production avant 2012. Keystone a également laissé entendre que si la demande était refusée, il y aurait répartition de capacité qui se traduirait par une perte de valeur au Canada, parce que les producteurs cesseraient d'entreprendre des projets d'extraction, des projets d'usine de valorisation resteraient lettre morte, des emplois seraient perdus et les gouvernements perdraient l'occasion d'encaisser des redevances et recettes fiscales considérables.

Selon Keystone, le fait que le pipeline Keystone puisse transporter toute une variété de produits, du pétrole lourd au brut synthétique, sans compter des produits valorisés à 100 %, est une de ses caractéristiques les plus intéressantes.

En réaction aux allégations du SCEP, selon qui un certain nombre d'usines de valorisation prévues au Canada ne verraient pas le jour si le projet était approuvé, Keystone a soutenu qu'il n'y aurait pas de croissance dans le secteur de la valorisation sans capacité pipelinière supplémentaire. Elle a ajouté que puisque le pipeline pourrait transporter du pétrole brut lourd seul ou mélangé à du bitume (Synbit), l'approbation du projet aurait une incidence positive sur les investissements dans les installations de valorisation. Keystone a fait valoir qu'il était important de noter que bien que le processus de réglementation ait donné l'occasion aux parties intéressées d'exprimer leur opinion, personne parmi les producteurs pétroliers, les expéditeurs éventuels, les représentants des secteurs du raffinage et de la valorisation, les utilisateurs finals de l'énergie et les gouvernements des provinces productrices ou consommatrices ne s'était opposée au projet.

Keystone a argué que les avantages du projet sont de loin supérieurs à ceux que l'on croit associés au report du projet ou au refus de l'autoriser. Elle a affirmé que les incidences négatives d'un retard seraient très fortes puisque l'on investit actuellement des milliards de dollars dans les installations de valorisation et que les produits valorisés doivent pouvoir être acheminés sur les marchés. Keystone a également soutenu que l'insuffisance de capacité pipelinière aurait plusieurs effets sur le pétrole brut canadien : remise de prix, expéditions sur des marchés moins intéressants, sous-exploitation ou ralentissement de la mise en branle de projets de sables bitumineux pour lesquels il n'y a pas d'engagements.

Opinion du groupe d'expéditeurs de Keystone (GEK)

Le GEK a argué, appuyant la position de Keystone, que l'Office ne devrait accorder aucune valeur probante aux présentations du SCEP, de l'AFL et de Parkland. Le GEK a laissé entendre que si l'Office était enclin à accorder une valeur probante aux présentations de ces intervenants, il ne devrait pas en tenir compte dans ses délibérations parce qu'à son avis, celle de Keystone l'emportait de loin sur celle de ces intervenants. Selon le GEK, tout ce que ces intervenants avaient fait était de soulever des questions et formuler différentes opinions sans justification crédible.

Le GEK a mis l'accent sur l'importance de ce projet créateur de débouchés pour le pétrole brut du BSOC dans les marchées du PADD II assez tôt pour éliminer ou du moins réduire au minimum les contraintes de capacité pipelière prévues. Le GEK a indiqué que ses membres et d'autres entreprises, ont investi de forts montants et que par conséquent, de la capacité de transport serait nécessaire d'ici à 2009.

À l'instar de Keystone, le GEK a argué que des débouchés insuffisants pour tout le pétrole brut du BSOC aurait pour conséquence des remises de prix qui se traduiraient par des effets négatifs importants sur l'industrie pétrolière canadienne et l'économie en général allant même jusqu'à la cessation possible d'activités de développement de projets ou de construction d'usines de valorisation par les producteurs. Il en résulterait des pertes d'emplois au Canada, dans les secteurs de la production et du raffinage, de même qu'un montant moindre de redevances et de recettes fiscales.

Selon le GEK, une augmentation de 69 200 m³/j (435 000 b/j) au titre de la capacité de raffinage aurait pour effet de doubler la quantité de pétrole actuellement raffinée en Alberta. Il a ajouté qu'aucune preuve ne confirmait l'hypothèse d'un retranchement des approvisionnements à l'intention des raffineries ou usines pétrochimiques de l'Ouest canadien si le pipeline Keystone était approuvé. Il en voulait comme preuve qu'aucun représentant du secteur du raffinage ou de celui de la valorisation n'était présent à l'audience pour s'opposer à la demande de Keystone.

Le GEK a argué qu'un bon nombre des hypothèses qui sous-tendent le contenu du rapport d'Informetrica ne sont pas réalistes. Le rapport ne tient pas compte des types de produits pétroliers dont les marchés canadien et américain ont besoin, ni de la question de savoir s'il y a des marchés adéquats aux É.-U. pour les produits raffinés canadiens. Le GEK a ajouté que l'analyse d'Informetrica ne prouvait pas que le rejet du projet, comme certains l'ont avancé, créerait 18 000 emplois en Alberta. Le GEK s'est également dit d'avis qu'aucune preuve au dossier ne laissait supposer que la sûreté des approvisionnements au Canada était compromise et qu'en fait, le dossier indiquait tout le contraire.

Opinion de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP)

L'ACPP a argué que le projet Keystone était nécessaire étant donné la forte croissance de l'offre et que l'absence de moyens de transport pour ces approvisionnements n'est pas conforme à l'intérêt public. Elle a prétendu que le marché avait nettement besoin du projet, comme le démontre les appuis solides sous forme d'ententes contractuelles.

L'ACPP a laissé entendre que des décisions d'investissement concernant le projet étaient actuellement prises dans le contexte des politiques gouvernementales orientées sur les marchés. La capacité de valorisation et de raffinage était en hausse, tel que prévu, à la lumière de l'offre croissante et sous l'effet des forces du marché. L'ACPP a souligné qu'il n'était pas raisonnable de s'attendre à ce que toute la production soit raffinée ou valorisée au Canada. Elle a ajouté que les arguments à tendance protectionniste soutenus par le SCEP et l'AFL concernant le libre-échange avaient déjà fait l'objet d'un débat qui avait été tranché avec la signature de l'ALÉNA. L'ACPP a argué que le Canada avait déjà vécu des expériences douloureuses en raison de politiques énergétiques restrictives et qu'il affiche maintenant son engagement en faveur de

politiques axées sur le marché. Selon l'ACPP, le marché fonctionne comme prévu et il serait conforme à l'intérêt public d'autoriser le pipeline Keystone.

Opinion de l'Office

L'Office rend ses décisions sous le régime de la Loi sur l'ONÉ, dont l'article 52 exige qu'il tienne compte de tous les facteurs qu'il estime pertinents, notamment, suivant l'alinéa 52 e), les conséquences sur l'intérêt public que peut, à son avis, avoir sa décision.

L'Office jouit d'un grand pouvoir discrétionnaire pour ce qui est des facteurs dont il peut tenir compte pour rendre une décision en application de l'article 52. Tel qu'il l'a indiqué dans son opinion sur l'intérêt public exprimée dans les Motifs de décision MH-1-2006⁶, il s'agit d'un principe sans définition précise, qui peut varier selon la demande, le lieu, le produit en cause, les segments de population touchés par la décision et l'objet des dispositions pertinentes de la Loi sur l'ONÉ.

En conséquence, l'Office n'accepte pas l'argument selon lequel la preuve entière présentée par le SCEP, l'AFL et Parkland n'est pas connexe à la décision qu'il doit rendre en ce qui concerne l'intérêt public. L'Office juge que les préoccupations exprimées par le SCEP, l'AFL, Parkland et M. Laxer au sujet des incidences éventuelles de l'exportation de pétrole non valorisé sur les industries, l'emploi et la sûreté des approvisionnement au Canada sont des questions d'intérêt public connexes à la décision à rendre sur cette demande.

Les éléments constituants d'une décision de l'Office à propos de l'intérêt public varient nécessairement selon la demande dont il est saisi. L'Office a jugé, dans le contexte de l'instance MH-1-2006, que les points comme ceux qui ont été soulevés par le SCEP et l'AFL n'étaient pas pertinents parce qu'il s'agissait de « questions de politique publique globale qui relèvent à juste titre du gouvernement fédéral et des provinces ». Cependant, cette décision particulière ne limite pas le pouvoir décisionnel de l'Office quant à la portée de l'intérêt public en l'espèce.

L'Office est d'avis que cette décision sur l'intérêt public global doit transcender les positions des parties individuelles ainsi que les énoncés des gouvernements en matière de politique économique et énergétique. L'Office tient compte, mais il estime qu'il doit aussi concilier, en ce qui concerne l'intérêt public, les intérêts concurrents dans les domaines politique, économique et social.

6

MH-1-2006, TransCanada PipeLines Limited et TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd., Demande de transfert, février 2007.

Un des buts établis par l'Office dans le contexte de son cadre de réglementation est que les Canadiens et Canadiennes profitent d'une infrastructure et de marchés énergétiques efficents. Pour que les marchés fonctionnent correctement, il faut qu'il y ait une capacité de transport adéquate pour faire parvenir les approvisionnements aux marchés. L'Office est d'opinion que des marchés qui fonctionnent bien tendent à donner des résultats qui sont conformes à l'intérêt public.

Certains intervenants ont laissé entendre qu'une occasion de création d'emplois au Canada serait perdue si le pipeline Keystone exportait des produits non raffinés. Le rapport d'Informetrica contenait une estimation du nombre d'emplois qui pourraient être créés si le secteur du raffinage canadien pouvait traiter 63 600 m³/j (400 000 b/j) de pétrole brut de plus. Toutefois, l'Office constate que la preuve n'appuie pas la proposition selon laquelle l'expansion du secteur du raffinage canadien découlerait nécessairement du rejet de la présente demande. Il s'agit d'une décision qui normalement se prend sur le marché.

L'Office n'est pas persuadé non plus par l'argument suivant lequel l'approbation du pipeline Keystone pourrait nuire au développement et à la croissance de l'industrie intérieure de la valorisation et du raffinage en causant une pénurie de pétrole ou de gaz au pays. Les prévisions sur la production de pétrole brut au Canada présentées au cours de l'audience faisaient état de 468 000 m³/j (2 944 000 b/j) d'ici à 2010. Ces prévisions n'ont pas été remises en question. Par ailleurs, la capacité du pipeline Keystone serait de 69 200 m³/j (435 000 b/j). La preuve démontre que les approvisionnements projetés seront de loin supérieurs à la capacité d'exportation du projet. L'Office accepte la preuve selon laquelle le pipeline Keystone donnerait aux producteurs de l'Ouest canadien une capacité d'exportation permettant de satisfaire à la croissance projetée de la production de pétrole à partir des sables bitumineux, dans des délais qui élimineraient ou du moins réduiraient les contraintes de capacité prévues. L'Office reconnaît les incidences économiques négatives auxquelles on pourrait s'attendre si la capacité d'exportation pipelinier était inadéquate. Compte tenu de la capacité du pipeline proposé par rapport au volume de production prévu, l'Office en conclut que les besoins du Canada en pétrole brut continueraient d'être satisfaits si le pipeline Keystone était construit et transportait la gamme de produits dont il est fait mention dans la demande.

Il importe de noter que les utilisateurs de charges d'alimentation actuels n'ont pas participé à l'audience. L'Office constate en outre que les expéditeurs qui ont signé des contrats de transport garanti à long terme pour le pipeline Keystone ont accepté un risque commercial considérable, autre facteur confirmant que les intervenants du marché croient que le marché fonctionne bien et devrait, selon toute attente, continuer de bien fonctionner pour répondre aux besoins à long terme en pétrole brut canadien.

Certains intervenants ont laissé entendre que l'application de l'ALÉNA et l'existence d'ordonnances d'exportation pourraient avoir des conséquences néfastes sur la sûreté des approvisionnements, ce qui justifierait que l'Office décide que le projet n'est pas conforme à l'intérêt public. L'Office n'est pas persuadé par des arguments voulant que le projet doive être rejeté en raison de l'effet que l'ALÉNA pourrait avoir ou parce que les expéditeurs ne sont pas tenus de demander des licences d'exportation de pétrole à long terme. L'Office doit se conformer à la loi. La partie IV de la Loi sur l'ONÉ énonce le cadre d'approbation des exportations et oblige l'Office à donner effet aux dispositions de l'ALÉNA. L'Office est d'avis que l'approbation du pipeline et les exportations que ce dernier facilitera n'exposeront pas la sûreté des approvisionnements à des risques.

L'Office constate que certains intervenants souhaitaient obtenir des renseignements plus détaillés sur les produits à expédier et les utilisations ultimes dans le marché. L'Office juge qu'il n'a pas besoin de ces renseignements détaillés pour rendre sa décision. L'Office est convaincu que le pipeline est suffisamment adaptable pour répondre à une variété d'exigences du marché, y compris la possibilité de transporter des produits valorisés. Cette adaptabilité devrait contribuer à l'efficience du marché et améliorer les retombées économiques pour les Canadiens.

Compte tenu de la preuve présentée au cours de cette instance, l'Office rejette l'allégation selon laquelle l'approbation de la demande aura une incidence négative sur la population canadienne. La présence d'une capacité pipelinière adéquate permettrait le bon fonctionnement du marché et pourrait stimuler les investissements, y compris ceux des participants désireux d'aménager des installations de valorisation et de raffinage en territoire canadien. En l'espèce, l'Office ne croit pas que refuser le projet uniquement pour limiter les exportations de bitume afin de destiner ce produit à l'alimentation de projets de valorisation qui pourraient peut-être voir le jour au Canada serait conforme à l'intérêt public. Une telle intervention de la part d'un organisme de réglementation serait susceptible d'introduire de l'incertitude dans le marché dont le résultat pourrait nuire aux décisions d'investissement et à la disponibilité de bitume tant pour les marchés intérieurs que pour les marchés d'exportation. L'Office conclut qu'il n'y a pas de motifs impérieux en l'espèce pour s'ingérer dans un marché qui, selon lui, fonctionne bien, en refusant ou en retardant la demande de Keystone.

Chapitre 10

Conclusion et dispositif

Pour rendre sa décision, l'Office doit soupeser les avantages et les fardeaux du projet, les comparer et en arriver à une conclusion sur la question de savoir si dans l'ensemble, le projet sera favorable à l'intérêt public, s'il y sera contraire ou s'il y aura un effet quelconque.

L'Office a comparé la preuve qui fait état des avantages du projet à celle qui illustre ses inconvénients et juge que les avantages que représente l'approbation du projet l'emportent sur ses fardeaux éventuels. L'Office en vient donc à la conclusion que l'approbation du projet est conforme à l'intérêt public et que les installations faisant l'objet de la demande sont d'utilité publique, tant pour le présent que pour le futur.

L'Office a également évalué la méthode de tarification et le tarif proposés à la lumière de la norme prévue dans la partie IV de la Loi sur l'ONÉ. Il estime qu'ils sont justes et raisonnables et ne donnent lieu à aucune distinction injuste. De plus, l'Office juge que la qualité de transporteur commun de Keystone est maintenue et il lui accorde la désignation de société du Groupe 2. Tel qu'il est énoncé au chapitre 3, Keystone est assujettie à certaines exigences en ce qui a trait aux dépôts de droits et elle doit déposer un tarif modifié comprenant les modalités d'accès.

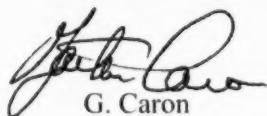
En février 2007, l'Office a publié ses motifs de décision relatifs à l'audience MH-1-2006 et délivré l'ordonnance MO-02-2007. L'ordonnance autorisait TransCanada PipeLines Limited et Keystone, respectivement, à vendre en vertu de l'alinéa 74(1)a) de la Loi sur l'ONÉ et à acheter, en vertu de l'alinéa 74(1)b) de la Loi sur l'ONÉ, les installations décrites à l'annexe A de l'ordonnance (installations transférées). De plus, en application de l'article 59 de la Loi sur l'ONÉ, l'ordonnance autorisait TransCanada à réduire la base tarifaire de son réseau principal d'un montant correspondant à la valeur comptable nette des installations transférées à la date du transfert et à Keystone d'inclure la valeur comptable nette des installations pétrolières en service dans la base tarifaire si le pipeline Keystone était mis en service.

L'Office a fait remarquer dans ses Motifs de décision MH-1-2006 que l'approbation n'avait pas d'effet à moins que d'autres approbations réglementaires, y compris les autorisations requises aux termes de l'article 52 et de l'article 21, soient accordées par la suite. Cette mesure faisait suite à la décision du demandeur de solliciter des autorisations par étapes, démarche dont le bien-fondé a été traité de façon exhaustive au cours de l'audience en question.

Bien que l'ordonnance MO-02-2007 n'ait pas été délivrée sous réserve, le projet Keystone ne pouvait aller de l'avant tant que l'Office n'accorderait pas d'autorisations subséquentes, avec l'agrément de la gouverneure en conseil, si nécessaire. Sur le fondement des présents Motifs de décision, l'Office a décidé, sous réserve de l'agrément de la gouverneure en conseil, de délivrer un certificat pour le pipeline faisant l'objet de la demande, en application de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ et de l'article 43 du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*.

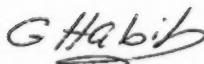
Ces approbations étant accordées, l'Office s'attend à ce que TransCanada dépose immédiatement après l'achèvement du transfert des installations autorisé en vertu de l'ordonnance MO-02-2007 une demande en vertu du paragraphe 21(2) de la Loi sur l'ONÉ pour obtenir une ordonnance de modification du certificat de commodité et de nécessité publiques n° GC-1 délivré à TransCanada le 11 avril 1960.

Les chapitres qui précèdent constituent nos Motifs de décision relativement à la demande examinée par l'Office dans le cadre de l'instance OH-1-2007.



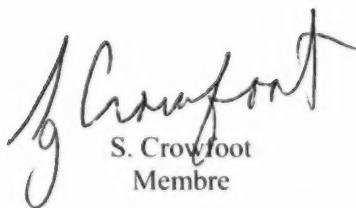
G. Caron

Membre présidant l'audience



G. Habib

Membre



S. Crowfoot

Membre

Calgary (Alberta)
Septembre 2007

Annexe I

Liste des questions

1. La nécessité du projet proposé.
2. La faisabilité économique du projet proposé.
3. L'incidence potentielle du projet sur le plan commercial.
4. Le caractère raisonnable du processus d'appel de soumissions et le caractère approprié de la capacité souscrite de l'oléoduc.
5. Les éventuels effets environnementaux, et répercussions socio-économiques, des installations proposées, qu'elles soient nouvelles, modifiées ou converties; les facteurs décrits au paragraphe 16(1) de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* seront également considérés.
6. Le caractère approprié du tracé général du pipeline.
7. Le caractère approprié de la méthode de conception des droits proposée et de la méthode de réglementation des droits et du tarif, dont la demande de Keystone d'être réglementée en fonction des plaintes.
8. Le caractère approprié de la conception, de la construction et de l'exploitation des installations proposées, qu'elles soient nouvelles, modifiées ou converties.
9. Les conditions dont devrait s'assortir toute approbation accordée par l'Office.

Annexe II

Décision de l'Office concernant la requête du SCEP, de Parkland, de l'AFL et de M. Laxer

National Energy
Board



Office national
de l'énergie

Dossier : OF-Fac-Oil-T241-2006-01 02
Le 17 mai 2007

M. Steven Shrybman
Sack Goldblatt Mitchell
500, 30 rue Metcalfe
Ottawa (Ontario) K1P 5L4
Télécopieur: 613-235-3041

Monsieur,

TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. (Keystone)
Demande concernant la construction et l'exploitation du pipeline Keystone
Ordonnance d'audience OH-1-2007
Décision sur l'avis de requête du Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, du Parkland Institute, de l'Alberta Federation of Labour et du Dr. Gordon Laxer (parties requérantes)

Le 15 mai 2007, les parties requérantes ont déposé un avis de requête aux termes de l'article 35 des *Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie* et des paragraphes 12(1), 15(1) et 15(3) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, afin d'obtenir des ordonnances qui donneraient effet à ce qui suit :

- ajourner l'audience visée jusqu'à ce que soit constitué un dossier de preuve adéquat qui permette d'évaluer la mesure dans laquelle le projet de pipeline Keystone pourrait nuire au développement ou à la viabilité des industries canadiennes du raffinage et des produits chimiques;
- conformément à l'article 15 de la *Loi*, autoriser un ou plusieurs membres à produire un rapport à l'intention de l'Office sur certaines questions soulevées dans le cadre de l'audience;
- ce que l'Office considère comme juste et approprié.

Les parties requérantes font valoir que les questions qu'elles soulèvent relativement aux incidences environnementales, économiques et sociales de l'exportation du bitume brut pour les besoins de traitement à valeur ajoutée aux Etats-Unis, ainsi que les préoccupations concernant la sûreté des approvisionnements pour l'Est du Canada, sont des critères déterminants de la décision que l'Office est appelé à rendre quant à l'intérêt public. Elles allèguent qu'il n'est pas

.../2

444 Seventh Avenue SW
Calgary, Alberta T2P 0X8

444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8

Canada

Telephone/Téléphone : 403-292-4800

Faximile/Télécopieur : 403-292-5503

<http://www.neb-one.gc.ca>

Telephone/Téléphone : 1-800-899-1265

Faximile/Télécopieur : 1-877-288-8803

raisonnable de s'attendre à ce qu'elles soumettent une preuve supplémentaire sur ces questions étant donné qu'elles n'ont qu'un accès limité aux renseignements de nature exclusive, y compris les renseignements que le demandeur possède, et qu'elles n'ont pas les ressources ou les compétences nécessaires.

Opinion de l'Office

Bien que la requête se rapporte à des questions de fond que l'Office pourrait prendre en considération pour rendre une décision dans le cadre de la présente instance, il s'agit en fait d'une requête en réparation procédurale.

Les parties à une instance de l'Office ont la responsabilité de déposer au dossier l'information qu'elles jugent importante. L'Office constate qu'en l'espèce, les parties ont profité de l'occasion qui leur était donnée de déposer des éléments de preuve et de remettre en question la preuve d'autres parties par le truchement de demandes de renseignements. Elles pourront en outre contre-interroger, pendant l'audience, les témoins des intervenants d'opinion contraire à la leur.

L'Office se prononcera sur la question en fonction du dossier qui lui aura été soumis. Cela dit, les parties, à l'étape de la plaidoirie à la fin de l'audience, pourront soutenir que l'Office ne dispose pas d'une preuve suffisante pour pouvoir trancher quelque aspect de la demande que ce soit. En conséquence, l'Office rejette la requête en ajournement de l'audience présentée en vue d'étoffer le dossier de la preuve.

L'Office rejette également la requête des parties requérantes, qui souhaitent qu'un de ces membres entende la preuve en vue d'évaluer les incidences négatives éventuelles du projet Keystone. L'Office estime que l'instance qu'il a instituée conformément à l'ordonnance d'audience OH-1-2007 est la tribune la plus convenable, efficiente et efficace pour l'étude de la preuve pertinente.

La requête étant rejetée, il n'est pas nécessaire de modifier le calendrier de la procédure.

Veuillez agréer, Madame, Monsieur, mes salutations distinguées.

Le secrétaire par intérim,



David Young

c c Toutes les parties – Ordonnance d'audience OH-1-2007

Annexe III

Décision de l'Office concernant la requête du SCEP et de l'AFL

Décision sur la requête Président

620. **PRÉSIDENT :** Good morning everyone. Bonjour à tous.

621. L'Office aimerait d'abord communiquer sa décision sur la requête.

622. Le 28 mai 2007, le SCEP et l'AFL ont présenté une requête à l'Office, par écrit, dans laquelle ils sollicitaient la délivrance de deux ordonnances, en vertu de l'article 11 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et de l'article 40 des Règles de pratique et de procédure.

623. La première ordonnance demandée consistait à adresser une assignation aux représentants du Groupe d'expéditeurs de Keystone pour les enjoindre de comparaître et de répondre aux questions décrites au paragraphe 20 du dossier de la requête. L'objet de la deuxième ordonnance était d'exiger que le demandeur révèle l'identité des sociétés qui avaient conclu des contrats à terme concernant l'utilisation du pipeline Keystone, de même que la nature des produits qui seraient expédiés et leur quantité.

624. Outre les parties requérantes, l'Office, le 4 juin 2007, a entendu le témoignage oral du Groupe d'expéditeurs de Keystone, de l'ACPP et du demandeur sur la question.

625. Sans reprendre les arguments des parties requérantes, notons qu'au cœur de la requête était l'assertion que les renseignements sollicités étaient nécessaires pour donner au SCEP et à l'AFL la possibilité de présenter leur cause à l'Office et pour permettre à ce dernier de déterminer si le projet Keystone est conforme à l'intérêt public.

626. L'article 11 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et l'article 40 des Règles de pratique et de procédure autorisent l'Office à émettre des assignations à comparaître. L'Office juge qu'il s'agit d'un pouvoir discrétionnaire qu'il doit exercer avec discernement et que, par conséquent, une assignation à comparaître ne doit être délivrée que dans les cas où l'information sollicitée est pertinente et nécessaire pour l'accomplissement de son mandat.

627. En l'espèce, l'Office n'est pas d'avis que la preuve que les parties requérantes cherchent à obtenir par voie d'assignation lui est nécessaire pour s'acquitter de son mandat. Le dossier public renferme déjà des renseignements sur les approvisionnements, les marchés et les produits que transporterait le pipeline Keystone.

628. À titre d'exemple, la section 3 de la demande portant sur le pipeline Keystone et la revue des perspectives relatives à l'offre et aux marchés que Purvin & Gertz Inc. a préparée à l'égard du projet (qui figure à l'annexe 3-1), renseignent sur l'origine des produits qui seraient transportés par le pipeline proposé et les marchés auxquels ils seraient destinés. Qui plus est, l'entente de services de transport type et le tarif contenus dans la section 5 de la demande fournissent une preuve concernant l'éventail de produits susceptibles d'être transportés par le pipeline Keystone.

629. L'Office reconnaît que certains des renseignements demandés au paragraphe 20 de la requête ne figurent pas au dossier de l'instance. Or, dans la mesure où cette information n'a pas déjà été fournie ou n'est pas aussi détaillée que celle que les parties ont sollicitée, l'Office estime ne pas en avoir besoin pour s'acquitter de son mandat.

630. L'Office est sensible aux impératifs de justice naturelle et au besoin d'accorder aux parties la possibilité de faire valoir leur cause, mais il estime, en l'occurrence, qu'il y a suffisamment de renseignements au dossier pour que les parties requérantes puissent mener leur contre-interrogatoire et présenter leurs arguments, sans obtenir toutes les précisions qu'elles souhaitent.

631. En outre, il serait toujours loisible aux parties d'adopter comme position que Keystone ne s'est pas acquittée du fardeau de la preuve et qu'il convient de refuser la demande. Ainsi, l'Office juge que l'audience sera équitable envers toutes les parties.

632. L'Office rejette également la deuxième demande des parties requérantes voulant qu'il rende une ordonnance pour enjoindre Keystone à révéler l'identité des expéditeurs qui ont pris des engagements, de même que la nature et la quantité de produits pétroliers dont il est question dans les contrats. Pour les raisons citées précédemment, l'Office estime que cette preuve ne lui serait pas utile pour procéder à la détermination qu'il est appelé à faire dans ce dossier.

633. L'Office ayant décidé de ne pas ordonner à Keystone de communiquer les renseignements demandés, la question de la confidentialité, visée à l'article 16.1 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, ne se pose pas. Par conséquent, l'Office rejette la requête que le SCEP et l'AFL ont déposée en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et des Règles de pratique et de procédure.

634. Telle est la décision de l'Office au sujet de la requête.

Annexe IV

Décision de l'Office concernant la requête du SCEP

Office national
de l'énergie



National Energy
Board

Dossier : OF-Fac-Oil-T241-2006-01 02
Le 5 juillet 2007

Monsieur Steven Shrybman
Avocat
Sack Goldblatt Mitchell LLP
30, rue Metcalfe, bureau 500
Ottawa (Ontario) K1P 5L4
Fax : 613-230-5801

TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. (Keystone)
Demande concernant le pipeline Keystone
Ordonnance d'audience OH-1-2007
Sur-réplique du Syndicat canadien des communications,
de l'énergie et du papier (SCEP)

Monsieur,

L'Office national de l'énergie accuse réception de la requête du SCEP, adressée en date du 29 juin 2007 en vue de déposer une sur-réplique. Selon la requête, la réplique de Keystone dénature la preuve et les présentations du SCEP, introduit des erreurs au dossier d'audience et affirme que le SCEP a fabriqué des éléments de preuve. Le SCEP ajoute qu'un droit de sur-réplique devrait lui être accordé afin d'aborder ces questions. L'Office a par ailleurs reçu, en date du 3 juillet 2007, une lettre de l'Alberta Federation of Labour à l'appui de la requête.

L'Office estime que l'autorisation de déposer une sur-réplique ne doit être accordée qu'en de rares circonstances, notamment lorsqu'un demandeur soulève dans sa réplique une nouvelle question qu'un intervenant n'a pas eu la possibilité d'aborder. En l'espèce, l'Office n'est pas convaincu que la réplique de Keystone a soulevé une nouvelle question et par conséquent, qu'il doive, par souci de justice, autoriser une sur-réplique.

En outre, l'Office a entendu la preuve et les présentations de toutes les parties et tirera ses propres conclusions sur la question de savoir si l'avocat a bien caractérisé la preuve et les présentations en question. Tout autre argument à ce sujet est inutile.

..2

444, Septième Avenue S -O
Calgary (Alberta) T2P 0X8

444 Seventh Avenue SW
Calgary, Alberta T2P 0X8

Canada

Téléphone/Telephone: 403-292-4800
Télécopieur/Faxsimile: 403-292-5503
<http://www.neb-one.gc.ca>
Téléphone/Telephone: 1-800-899-1265
Télécopieur/Faxsimile: 1-877-288-8803

Par conséquent, l'Office rejette la requête du SCEP et n'examinera pas la sur-réplique dans ses délibérations. L'Office consent à verser au dossier d'audience la lettre d'envoi ainsi que les paragraphes 1 à 5 de l'avis de requête.

Veuillez agréer, Monsieur, mes salutations distinguées.

Le secrétaire par intérim,

David Young

c.c. M. Dave Murray, TransCanada PipeLines Limited (fax : 403-920-2391)
M. Kemm Yates, c.r., Stikeman Elliott LLP (fax : 403-266-9034)
M. Leanne Chahley, Blair Chahley Seveny (fax : 780-425-6448)

Annexe V

Conditions dont le certificat est assorti

Pour les besoins de la présente annexe, l'expression « début de la construction » s'entend des travaux de déboisement et de creusement et des autres formes de préparation de l'emprise qui peuvent avoir une incidence sur l'environnement, mais n'inclut pas les activités habituelles d'arpentage.

Généralités

1. Keystone doit veiller à ce que le projet approuvé soit conçu, situé, construit, mis en place et exploité conformément aux devis, aux normes et aux autres renseignements mentionnés dans sa demande ou dont elle a autrement convenu dans ses réponses aux questions posées au cours de l'instance OH-1-2007 ou dans ses présentations connexes.
- 2.. Keystone doit appliquer ou faire appliquer l'ensemble des politiques, méthodes, programmes, mesures d'atténuation, recommandations et procédures concernant la protection de l'environnement mentionnés dans sa demande ou dont elle a autrement convenu dans ses réponses aux questions posées au cours de l'instance OH-1-2007 ou dans ses présentations connexes.
3. Keystone doit déposer auprès de l'Office, au moins 30 jours avant de prendre quelque mesure ou apporter quelque modification que ce soit relativement à la canalisation 100-1, un tableau de suivi des engagements liés au changement de service sur la canalisation 100-1 découlant de ce qui suit :
 - a) la demande et les dépôts subséquents;
 - b) les engagements pris au cours de l'instance OH-1-2007;
 - c) les conditions d'approbation.Keystone doit également déposer des mises à jour mensuelles du tableau jusqu'à ce que l'autorisation définitive de mise en service soit accordée par l'Office.
4.
 - a) Keystone doit retenir les services d'une tierce partie indépendante chargée de qualifier l'inspection interne de la canalisation 100-1 pendant qu'elle est en service de transport de gaz. Le processus de qualification doit être analogue à celui dont les exigences sont énoncées dans la norme 1163 du American Petroleum Institute Standard.
 - b) La portée de ces activités et les livrables doivent être déterminés par l'Office. Keystone doit informer l'Office au moins 30 jours à l'avance de la date à laquelle elle aura besoin de la portée des activités de la tierce partie et des livrables.

c) Keystone doit choisir la tierce partie à même la liste suivante ou soumettre le nom d'une autre partie à l'approbation de l'Office :

- i) Det Norske Veritas
- ii) Lloyd's Register
- iii) ABS Consulting
- iv) Germanischer Lloyd

d) Keystone doit déposer le rapport définitif de la tierce partie à l'Office, au moins 90 jours avant de soumettre sa première demande d'autorisation de mise en service.

5. a) Keystone doit retenir les services d'une tierce partie qui sera chargée de réaliser une vérification indépendante d'une évaluation technique mise à jour de la canalisation 100-1.

b) La portée de ces activités et les livrables doivent être déterminés par l'Office. Keystone doit informer l'Office au moins 30 jours à l'avance de la date à laquelle elle aura besoin de la portée des activités de la tierce partie et des livrables.

c) Keystone doit choisir la tierce partie à même la liste suivante ou soumettre le nom d'une autre partie à l'approbation de l'Office :

- i) Det Norske Veritas
- ii) Lloyd's Register
- iii) ABS Consulting
- iv) Germanischer Lloyd

d) Keystone doit soumettre à l'approbation de l'Office, au moins 60 jours avant le début du remplissage de la canalisation, une évaluation technique définitive confirmant que la canalisation 100-1 convient au transport de liquides.

e) Keystone doit déposer auprès de l'Office, au moins 60 jours avant le début du remplissage de la canalisation, le rapport définitif de la tierce partie chargée de l'examen de l'évaluation technique.

f) L'évaluation technique doit prendre en considération, en plus des exigences de la norme CSA Z662-07 :

- i) les résultats des essais de rendement menés pour déterminer la réaction dynamique des matériaux pipeliniers à la fatigue-corrosion qui est représentative de la plage de pression d'un pipeline en service de transport de liquides. Les essais doivent porter sur les matériaux de tous les fabricants dont les produits sont utilisés pour la canalisation 100-1;
- ii) le plan de remplissage de la canalisation;
- iii) le rapport définitif de la tierce partie.

6. Keystone doit conserver dans son ou ses bureaux de chantier :

a) un tableau à jour du suivi des engagements environnementaux qui répertorie tous les engagements réglementaires qu'elle a pris, y compris, sans y être limités, ceux qui :

- i) étaient contenus dans la demande présentée à l'ONÉ et les dépôts ultérieurs;
- ii) ont été pris au cours de l'instance OH-1-2007;
- iii) découlent des conditions prévues aux permis, autorisations et approbations accordés.

- b) des copies de tous les permis, autorisations ou approbations visant les installations faisant l'objet de la demande, délivrés par les autorités compétentes fédérales, provinciales ou autres, qui font état de conditions relatives à l'environnement ou de mesures d'atténuation ou de surveillance propres au site;
- c) toute modification subséquente d'un permis, d'une autorisation ou d'une approbation.

7. L'installation devant être construite et exploitée en vertu du présent certificat doit appartenir à TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd., à titre de commandité agissant au nom de TransCanada Keystone Pipeline Limited Partnership, et être exploitée par TransCanada PipeLines Limited.

Avant le début de la construction

- 8. Keystone doit soumettre à l'approbation de l'Office, au moins 60 jours avant le début de la construction, une mise à jour du plan de protection de l'environnement (PPE) établi pour le projet. Le PPE consistera en une compilation exhaustive des méthodes de protection de l'environnement, des mesures d'atténuation, des périodes de restriction des activités définies pour le poisson ou la faune et des engagements en matière de surveillance dont Keystone a fait état dans sa demande concernant le projet et ses dépôts ultérieurs, ou dont elle a autrement convenu dans ses réponses aux questions posées au cours de l'instance OH-1-2007 ou dans ses présentations connexes. Le PPE doit aussi comprendre les résultats des études complémentaires effectuées en 2007 et les mises à jour des cartes-tracés environnementales et des fiches de renseignements sur les cours d'eau. Keystone ne pourra entamer les travaux de construction avant que l'Office ait approuvé son PPE.
- 9. Au moins 45 jours avant le début de la construction, Keystone doit soumettre à l'approbation de l'Office un plan de gestion des pâturages naturels incluant un programme de suivi des mesures de protection et de remise en état des pâturages naturels, qui comprend :
 - a) sur une carte ou des cartes-tracés environnementales, une indication des endroits où seraient assurés la gestion et le suivi des pâturages naturels;
 - b) un énoncé des mesures à appliquer et une évaluation de l'efficacité attendue de la stratégie proposée d'atténuation et de remise en état;
 - c) le calendrier de mise en œuvre des mesures indiquées ci-dessus;

- d) une preuve établissant qu'Environnement Canada, le Service canadien de la faune et le ministère du Développement durable des ressources de l'Alberta ont examiné le programme et fourni des commentaires à son sujet;
- e) les résultats obtenus, une évaluation de la situation et des recommandations concernant la gestion des pâturages naturels;
- f) le calendrier que Keystone a établi pour la résolution des sujets de préoccupation non résolus;
- g) un calendrier pour le dépôt auprès de l'Office de rapports de suivi de la gestion des pâturages naturels.

10. Au moins 30 jours avant la date de début de la construction des installations approuvées, Keystone doit déposer auprès de l'Office un manuel de sécurité pendant la construction.

11. Au moins 14 jours avant le début de la construction des installations approuvées, Keystone doit déposer auprès de l'Office le devis de construction définitif du pipeline.

12. Au moins 14 jours avant le début de la construction des installations approuvées, Keystone doit déposer auprès de l'Office un ou plusieurs calendriers de construction détaillés indiquant les principales activités de construction, puis informer l'Office de toutes les modifications apportées aux calendriers à mesure qu'elles surviennent. Keystone doit présenter des rapports mensuels sur l'avancement de la construction jusqu'à l'achèvement des travaux. Les rapports doivent fournir une mise à jour du calendrier de construction détaillant les principales activités de construction, des renseignements sur les activités exécutées au cours de la période visée par le rapport, un exposé des problèmes environnementaux et de sécurité et des cas de non-conformité, ainsi qu'une description des mesures prises pour résoudre chaque problème et cas de non-conformité.

13. Keystone doit déposer auprès de l'Office son programme d'assemblage sur le chantier, au moins 14 jours avant les opérations d'assemblage.

14. Au moins 30 jours avant d'exécuter les essais sous pression, Keystone doit déposer auprès de l'Office un programme d'essais sous pression pour chacun des éléments suivants :

- a) les nouveaux tronçons de canalisation;
- b) les stations de pompage;
- c) les réservoirs.

15. Au moins 30 jours avant d'exécuter les essais sous pression, Keystone doit déposer auprès de l'Office un plan d'intervention d'urgence concernant les activités d'essai sous pression, y compris les mesures d'intervention en cas d'échec d'un essai, pour chacun des éléments suivants :

- a) les nouveaux tronçons de canalisation;
- b) les stations de pompage;
- c) les réservoirs.

16. Au moins 30 jours avant le début de la construction, Keystone doit déposer les renseignements suivants auprès de l'Office :

- a) les commentaires et recommandations reçus des autorités provinciales en Saskatchewan et au Manitoba au sujet de l'évaluation de l'incidence sur les ressources patrimoniales;
- b) aux fins d'approbation, les mesures d'atténuation que Keystone propose de prendre en réponse aux commentaires et recommandations mentionnés au point a).

17. Keystone doit déposer auprès de l'Office tout plan de compensation relatif aux cours d'eau que Pêches et Océans Canada pourrait exiger, au moins 14 jours avant la date prévue du début des travaux de creusement aux cours d'eau définis dans le plan.

18. Avant le début de la construction, Keystone doit déposer auprès de l'Office une preuve établissant qu'Environnement Canada, le Service canadien de la faune et le ministère du Développement durable des ressources de l'Alberta ont examiné les méthodes que la société propose d'employer pour atténuer les effets de la construction et de l'exploitation du pipeline sur les espèces d'amphibiens répertoriées dans la *Loi sur les espèces en péril*, et fourni leurs commentaires à leur sujet.

19. Avant le début de la construction, Keystone doit déposer auprès de l'Office la confirmation qu'Environnement Canada, le Service canadien de la faune pour ce qui concerne les terres fédérales et Développement durable des ressources Alberta pour ce qui est des terres publiques traversées en Alberta ont examiné et approuvé les mélanges de semences qu'elle propose d'utiliser pour la remise en état des terres touchées par le projet et qu'elle a obtenu les mélanges de semences en question.

Pendant la construction

20. Si des travaux de déboisement ont lieu pendant les périodes de restriction des activités définies pour les oiseaux migrateurs, Keystone doit retenir les services d'un biologiste aviaire compétent chargé d'effectuer un relevé pour repérer la présence d'oiseaux migrateurs et de nids. Les limites spatiales du relevé effectué pour le projet s'étendront au moins 30 m au-delà du périmètre perturbé pour les oiseaux migrateurs et au moins 100 m au-delà du périmètre perturbé dans le cas des rapaces. Keystone doit déposer les renseignements suivants auprès de l'Office :

- a) une preuve confirmant qu'Environnement Canada et le Service canadien de la faune ont examiné les méthodes de relevé proposées et ont fourni leurs commentaires à leur sujet;

- b) les résultats du relevé;
- c) les stratégies d'atténuation, y compris la surveillance, élaborées de concert avec Environnement Canada et le Service canadien de la faune en vue de la protection des oiseaux migrateurs repérés, le cas échéant, ou de leurs nids;
- d) les mesures d'atténuation, y compris les activités de surveillance, élaborées de concert avec Environnement Canada et le Service canadien de la faune en vue de la protection des oiseaux migrateurs repérés, le cas échéant, ou de leurs nids.

21. Keystone doit :

- a) aviser l'Office, par écrit, de tout changement par rapport aux méthodes de franchissement par FDH proposées pour des cours d'eau, y compris celles qui sont prévues pour assurer la conformité à la norme CSA Z662-07, et lui exposer les motifs du changement avant de le mettre en œuvre;
- b) fournir des copies de toute correspondance reçue des autorités réglementaires au sujet du changement de méthode de franchissement;
- c) soumettre pour approbation, au moins 30 jours avant de mettre en œuvre la méthode modifiée de franchissement du cours d'eau, une description des mesures révisées de remise en état et de revégétalisation s'appliquant aux franchissements des cours d'eau touchés.

22. Pendant la construction, Keystone doit conserver les renseignements suivants à chaque bureau de chantier, aux fins de vérification :

- a) un exposé des procédés de soudage;
- b) les méthodes d'essai non destructif utilisées pour le projet;
- c) toute la documentation liée aux essais non destructifs.

23. Keystone doit prévenir l'Office 14 jours avant d'entreprendre des travaux de creusement au point de franchissement d'un cours d'eau dont on a évalué les populations de poisson ou l'habitat du poisson.

24. Pendant la construction et l'exploitation du pipeline, Keystone doit préserver la végétation riveraine de chacun des cours d'eau désignés par leur nom ou par la BK correspondante, notamment : la rivière Boyne, BK 1174.25, 1174.35, 1174.39; le ruisseau Shannon, BK 1201.25; le ruisseau Deadhorse, BK 1205.1; le cours d'eau sans nom, BK 1217.4; le cours d'eau sans nom, BK 1219.73; et le ruisseau Buffalo, BK 1232.86.

25. Au moins 14 jours avant de procéder à un FDH à la rivière Red Deer, la rivière Saskatchewan Sud et la rivière Boyne, ou à tout autre endroit où un FDH peut être effectué, Keystone doit déposer auprès de l'Office un plan d'exécution du forage propre à chaque franchissement. La publication 2004-0022 de l'ACPP, intitulée *Planning*

Horizontal Directional Drilling for Pipeline Construction, fournit des conseils au sujet des plans d'exécution. Ces derniers doivent tenir compte des éléments suivants :

- a) l'utilisation d'un équipement de détection et de suivi du trépan pour confirmer la trajectoire de forage;
- b) les espaces de travail requis pour l'équipement aux points d'entrée et de sortie du forage;
- c) les espaces de travail requis pour assembler et disposer le tronçon de traction du tuyau;
- d) les besoins en boues de forage et en eau;
- e) le plan de protection et de surveillance de l'environnement;
- f) les plans de gestion des fluides de forage;
- g) les plans de secours, d'intervention, de nettoyage et d'atténuation en cas de déversement ou de perte de fluides;
- h) les caractéristiques techniques, l'état et l'intégrité des engins;
- i) l'atténuation des effets nuisibles potentiels de certaines formations géologiques.

Avant la présentation de la première demande d'autorisation de mise en service

- 26. Keystone doit déposer auprès de l'Office un manuel des mesures d'urgence visant les installations du projet, au moins 120 jours avant de présenter sa première demande d'autorisation de mise en service. Ce manuel doit inclure un tableau comportant les emplacements des vannes et appareils GPS, des renseignements sur les fuites et ruptures et les caractéristiques de l'environnement. Keystone doit informer l'Office de toutes les modifications apportées au manuel au fur et à mesure qu'elles surviennent. Pour produire le manuel des mesures d'urgence, Keystone se reportera au *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* de l'Office et aux Notes d'orientation s'y rapportant.
- 27. Au moins 120 jours avant de présenter sa première demande d'autorisation de mise en service, Keystone doit soumettre à l'Office, en même temps que son manuel des mesures d'urgence, le programme de liaison visant les installations du projet. Pour produire le programme de liaison, Keystone se reportera aux articles 33 et 34 du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* de l'Office et aux Notes d'orientation s'y rapportant.
- 28. Au moins 120 jours avant de présenter sa première demande d'autorisation de mise en service, Keystone doit soumettre à l'Office, en même temps que son manuel des mesures d'urgence, le programme d'éducation permanente portant sur les installations du projet. Pour produire le programme d'éducation permanente, Keystone se reportera à l'article 35 du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* de l'Office et aux Notes d'orientation s'y rapportant.

29. Au moins 60 jours avant de présenter sa première demande d'autorisation de mise en service, et pendant la saison appropriée, Keystone doit mener des exercices pratiques de déploiement des barrages flottants et de découpage de la glace. Keystone avisera l'Office de la date et du lieu de l'exercice 30 jours avant qu'il ait lieu.
30. Au moins 60 jours avant de présenter sa première demande d'autorisation de mise en service, Keystone doit soumettre à l'Office son programme de gestion de l'intégrité visant les installations du projet. Pour produire le programme de gestion de l'intégrité, Keystone se reportera à l'article 40 du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* de l'Office et aux Notes d'orientation s'y rapportant.
31. Au moins 14 jours avant de présenter sa première demande d'autorisation de mise en service, Keystone doit soumettre à l'Office une lettre, signée par un dirigeant de la société, qui relève toutes les procédures d'exploitation associées à des liquides qui ont été élaborées, y compris les mesures d'urgence, et confirme que le personnel intéressé a reçu de la formation sur les procédures d'exploitation en question. Le document déposé en application de la présente condition doit inclure une déclaration confirmant que le signataire du document est un dirigeant de l'entreprise.

Après la construction

32. Après les six premiers mois d'exploitation du projet et au plus tard le 31 janvier de chacune des cinq années suivant la mise en service du projet, Keystone doit présenter à l'Office un rapport de surveillance environnementale qui :
 - a) examine l'efficacité des mesures d'atténuation des effets environnementaux appliquées pendant la construction;
 - b) indique les divergences par rapport aux plans et les mesures d'atténuation de rechange appliquées avec l'approbation de l'Office;
 - c) indique au moyen d'une carte ou d'un schéma les endroits où des mesures correctives ont été prises pendant la construction et l'état actuel des mesures correctives;
 - d) expose les mesures que Keystone se propose de prendre pour régler tout sujet de préoccupation non résolu et le calendrier établi à cette fin;
 - e) évalue le succès obtenu sous les rapports suivants :
 - i. la revégétalisation, évaluée en fonction d'un taux de survie de 85 % des plantations recommandées;
 - ii. la gestion des plantes non indigènes.
33. Au moins 30 jours avant la date prévue de mise en service du projet, Keystone doit soumettre à l'approbation de l'Office un programme de protection environnementale propre au projet concernant l'exploitation et l'entretien du pipeline, conformément à l'article 48 du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*. Le programme doit prévoir des pratiques et des procédures portant sur :

- a) la formation continue des employés sur les questions environnementales;
- b) la manipulation et l'élimination de tous les déchets associés à l'exploitation et à l'entretien du pipeline;
- c) la gestion de la végétation;
- d) la lutte contre l'érosion sur l'emprise;
- e) la gestion des émissions atmosphériques et du bruit;
- f) la conservation des sols;
- g) la circulation sur l'emprise;
- h) le suivi environnemental et la surveillance de l'emprise.

34. Au moins 30 jours avant la mise en service du projet, Keystone doit déposer auprès de l'Office les normes et pratiques internes de protection de l'environnement établies pour le projet, dont la société a fait état dans sa demande et dans ses présentations connexes au cours de l'instance OH-1-2007.

35. Dans les 30 jours suivant la date de délivrance de l'ordonnance autorisant la mise en service du projet, Keystone doit déposer auprès de l'Office un avis, de la part d'un dirigeant de l'entreprise, confirmant que le projet approuvé a été réalisé et construit conformément à toutes les conditions pertinentes du présent certificat. Si la conformité avec l'une ou l'autre de ces conditions ne peut pas être confirmée, la société doit en présenter les raisons par écrit à l'Office. Le document déposé en application de la présente condition doit inclure une déclaration confirmant que le signataire du document est un dirigeant de l'entreprise.

36. Keystone doit effectuer une reconnaissance (aérienne ou sur le terrain) de la canalisation 100-1 une fois par semaine au cours de la première année d'exploitation.

37. Au cours de la première année d'exploitation, Keystone doit faire part à l'Office de tous les incidents et accidents de productoduc à signaler, tels qu'ils sont définis dans l'article 2 du *Règlement sur le Bureau de la sécurité des transports*, qui surviennent sur la canalisation 100-1.

Expiration du certificat

38. Sauf indication contraire de la part de l'Office, fournie avant le 31 décembre 2008, le présent certificat expire le 31 décembre 2008 à moins que la construction des installations approuvées n'ait commencé à cette date.

Annexe VI

Portée de l'évaluation environnementale

TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. (Keystone) Projet pipelinier Keystone

Portée de l'évaluation environnementale aux termes de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*

1.0 INTRODUCTION

La partie canadienne du projet de pipeline Keystone (le projet) consiste en un oléoduc s'étendant de Hardisty (Alberta) à un point près de Haskett (Manitoba). Le projet englobe la conversion au transport de pétrole d'un gazoduc de 864 km, ainsi que la construction d'un oléoduc de 371 km. Il comprend en outre la construction et l'exploitation de réservoirs connexes, de stations de pompage ainsi que divers autres ouvrages et activités.

Propriété exclusive de TransCanada Pipelines Limited (TransCanada), TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. (Keystone) serait le constructeur, le propriétaire et l'exploitant du pipeline Keystone.

Dans une demande datée du 12 décembre 2006, Keystone a sollicité l'autorisation de l'Office pour construire, puis exploiter la partie canadienne du projet. Le 29 janvier 2007, l'Office a rendu une ordonnance d'audience au sujet de la demande. Keystone devra obtenir un certificat d'utilité publique aux termes de l'article 52 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et le projet devra être soumis à un examen environnemental préalable en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE).

Le 10 juillet 2006, Keystone a présenté une Trousse d'information préliminaire (TIP) à l'Office, dans le but d'enclencher le processus d'évaluation environnementale en vertu de la LCÉE. Les ministères suivants ont par la suite déclaré qu'ils avaient des responsabilités ou un intérêt à l'égard de l'évaluation environnementale du projet pipelinier Keystone :

- Office national de l'énergie : autorité responsable (rôle d'approbation en vertu de l'article 5 de la LCÉE)
- Pêches et Océans Canada : autorité responsable et autorité fédérale (pourvu des connaissances voulues) (voir la lettre d'accompagnement)
- Transports Canada, Protection des eaux navigables : autorité responsable
- Affaires indiennes et du Nord Canada : autorité responsable
- Environnement Canada : autorité fédérale
- Santé Canada : autorité fédérale
- Ressources naturelles Canada

Les provinces de l'Alberta, de la Saskatchewan et du Manitoba se sont également dites intéressées à assurer la surveillance du processus de coordination de l'évaluation environnementale et d'y participer, même si ce processus n'a pas été enclenché par la législation provinciale.

La portée de l'évaluation environnementale a été déterminée conformément à la LCÉE et au *Règlement sur la coordination par les autorités fédérales des procédures et des exigences en matière d'évaluation environnementale*, pris aux termes de la LCÉE, lequel précise que les autorités responsables doivent déterminer la portée de l'évaluation environnementale après avoir consulté les autorités fédérales. Les provinces de l'Alberta, de la Saskatchewan et du Manitoba ont elles aussi examiné l'ébauche de portée.

2.0 PORTÉE DE L'ÉVALUATION

2.1 Portée du projet

La portée du projet établie aux fins de l'évaluation environnementale comprend les différentes composantes du projet, telles que Keystone les a exposées dans la demande présentée à l'Office le 12 décembre 2006.

Le projet compte deux composantes distinctes :

- la construction d'un pipeline et des installations connexes;
- l'utilisation et la conversion d'installations pipelinaires existantes.

La portée du projet comprend la construction, l'exploitation, l'entretien et les modifications prévisibles ainsi que, lorsque c'est pertinent, la cessation de l'exploitation, la désaffection et la remise en état des lieux, pour l'ensemble du projet et, plus particulièrement, les ouvrages et activités concrètes suivants. .

Nouvelles installations

- 3 réservoirs connexes d'une capacité approximative de 55 600 m³ (350 000 barils) chacun et la tuyauterie connexe, à Hardisty (Alberta);
- 268 km de pipeline de 760 mm (NPS 30) de diamètre de Hardisty (Alberta) à un point près de Burstall (Saskatchewan) et 3 km de pipeline de 760 mm (NPS 30) de diamètre d'un point près de Burstall (Saskatchewan);
- 10 km de pipeline de 864 mm (NPS 34) de diamètre du raccord pour vente du réseau principal à Carman jusqu'à un point près d'Elm Creek (Manitoba);
- 90 km de pipeline de 762 mm (NPS 30) de diamètre d'un point au nord d'Elm Creek (Manitoba) à la frontière canado-américaine;
- une station de pompage initiale à Hardisty (Alberta) et quatre stations de pompage supplémentaires aux bornes kilométriques 49, 104, 162 et 231 en Alberta;
- 2 stations de pompage aux bornes kilométriques 1165 et 1228 au Manitoba;
- des vannes de canalisation principale, des vannes de sectionnement et des stations de comptage à intervalles le long du pipeline;
- un lanceur de racleur pour l'inspection interne du pipeline à Hardisty et un récepteur de racleur près de la station de compression Burstall du réseau principal de TransCanada;
- un lanceur/récepteur de racleur pour l'inspection interne du pipeline à la jonction des tronçons de pipeline NPS 34 et NPS 30, au Manitoba;
- un système de protection cathodique, notamment la construction d'anodes continues, installé pour le pipeline, les réservoirs opérationnels et les stations de pompage;
- une station de contrôle de la pression située à l'extrémité du nouveau pipeline, afin d'offrir une protection contre les surpressions par rapport à la pression d'exploitation admissible du pipeline existant;
- un système d'acquisition et de contrôle des données (SCADA) reliant les installations à des centres de commande;
- un système de communication et d'alimentation électrique pour les stations de pompage et de comptage, les emplacements de vannes et d'autres installations pipelinaires;
- différentes aires de travail provisoires pour les besoins de construction, d'accès par les véhicules, de logement des travailleurs et, si nécessaire, de dépôt d'équipement.

Utilisation et conversion d'installations

- 864 km d'un pipeline de gaz naturel faisant partie de la canalisation 100-1 du réseau principal de transport de gaz de TransCanada en Saskatchewan et au Manitoba (612 km et 252 km respectivement) converti au transport de pétrole brut;
- l'élimination ou la modification d'installations gazières existantes qui ne sont pas nécessaires au projet (p. ex., de la tuyauterie de raccordement et des installations de vente, de comptage et de réception);
- des vannes de canalisation principale situées à intervalles le long du pipeline afin de faciliter les activités d'exploitation;
- 9 nouvelles stations de pompage jointes aux installations pipelinaires converties au service de transport de pétrole situées aux bornes kilométriques 361, 461, 564, 669, 721, 775 et 880, en Saskatchewan, et 988 et 1097, au Manitoba;
- un système de communications et d'alimentation électrique pour les stations de pompage et de comptage, les emplacements de vannes et d'autres installations pipelinaires;
- différentes aires de travail provisoires pour les besoins de construction, d'accès par les véhicules, de logement des travailleurs et, si nécessaire, de dépôt d'équipement.

Il convient de noter que toute modification supplémentaire ou activité de désaffectation ou cessation d'exploitation sera assujettie à un examen conformément à la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et par conséquent, à la LCÉE le cas échéant. Pour l'instant, de telles activités seront examinées dans une perspective globale seulement.

2.2 Éléments à examiner

L'évaluation environnementale comprendra l'étude des éléments suivants énumérés aux alinéas 16(1)*a*) à *d*) de la LCÉE :

1. les effets environnementaux du projet, y compris ceux causés par les accidents ou défaillances pouvant en résulter, et les effets cumulatifs que sa réalisation, combinée à l'existence d'autres ouvrages ou à la réalisation d'autres projets ou activités, est susceptible de causer à l'environnement;
2. l'importance des effets visés au point 1;
3. les observations du public à cet égard, reçues au cours de la période d'examen;
4. les mesures d'atténuation réalisables, sur les plans technique et économique, des effets environnementaux importants du projet.

En outre, conformément à l'alinéa 16(1)*e*) de la LCÉE, l'évaluation environnementale tiendra compte de solutions de rechange réalisables sur les plans technique et économique, et de leurs effets environnementaux.

Pour plus de clarté, le paragraphe 2(1) de la LCÉE définit les effets environnementaux comme suit :

Que ce soit au Canada ou à l'étranger, les changements que la réalisation d'un projet risque de causer à l'environnement — notamment à une espèce sauvage inscrite, à son habitat essentiel ou à la résidence des individus de cette espèce, au sens du paragraphe 2(1) de la *Loi sur les espèces en péril* — les répercussions de ces changements soit en matière sanitaire et socioéconomique, soit sur l'usage courant de terres et de ressources à des fins traditionnelles par les autochtones, soit sur une

construction, un emplacement ou une chose d'importance en matière historique, archéologique, paléontologique ou architecturale, ainsi que les changements susceptibles d'être apportés au projet du fait de l'environnement.

2.3 Portée des éléments à examiner

L'évaluation environnementale tiendra compte des effets potentiels du projet envisagé dans les limites spatiales et temporelles qui pourraient avoir une interaction avec des composantes de l'environnement ou un effet sur celles-ci. Ces limites, qui varieront selon les questions et les éléments examinés, comprendront :

- la construction, l'exploitation, la désaffection, la remise en état des lieux et la cessation de l'exploitation, ou d'autres activités proposées par le promoteur ou qui seront vraisemblablement exécutées en relation avec les ouvrages proposés par le promoteur, y compris les mesures d'atténuation et de remplacement de l'habitat;
- la variation naturelle d'une composante de la population ou d'une composante écologique;
- les étapes sensibles des cycles de vie des espèces fauniques par rapport au calendrier du projet;
- le temps nécessaire pour qu'un effet devienne évident;
- le temps nécessaire pour qu'une composante de la population ou une composante écologique se rétablisse de l'effet en question et retourne à l'état antérieur, y compris le degré de rétablissement estimé;
- la zone touchée par le projet;
- la zone à l'intérieur de laquelle une composante de la population ou une composante écologique fonctionne et au sein de laquelle un effet du projet pourrait être ressenti.

En ce qui concerne l'évaluation des effets environnementaux cumulatifs, l'examen d'autres projets ou d'activités qui ont été ou seront réalisés comprendra ceux pour lesquels des plans ou des demandes officielles ont été faits.

Annexe VII

Rapport d'examen environnemental préalable

National Energy
Board



Office national
de l'énergie

RAPPORT D'EXAMEN ENVIRONNEMENTAL PRÉALABLE

Produit en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE)

Projet pipelinier Keystone

Nom du demandeur :	TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.		
Date de la demande :	12 décembre 2006	Date de l'inscription faite en vertu de la LCEE :	27 juillet 2006
Numéro du dossier de l'Office national de l'énergie (ONÉ ou Office) :	OF-Fac-Oil-T241-200601-02	Numéro de référence du Registre de la LCEE :	06-01-21045
Déclencheur du Règlement sur les dispositions législatives et réglementaires désignées (RDLRD) de la LCEE :	Loi sur l'ONÉ, article 52	Date de la détermination faite en vertu de la LCEE :	6 septembre 2007

PROJET PIPELINIER KEYSTONE - TRONÇON CANADIEN

Canada

RÉSUMÉ DE L'EXAMEN PRÉALABLE

Le présent rapport d'examen environnemental préalable (REEP) porte sur la portion canadienne du projet pipelinier Keystone (projet) que propose TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. (Keystone). Le projet s'étend de Hardisty (Alberta) à un point situé près de Haskett (Manitoba) en passant par la Saskatchewan. Il consiste à acquérir et à convertir au service de transport pétrolier 864 km de canalisations existantes affectées au transport de gaz naturel ainsi qu'à construire un nouveau tronçon d'oléoduc de 371 km. En outre, le projet comprend la construction et l'exploitation de réservoirs opérationnels et de stations de pompage (16), ainsi que d'autres ouvrages et activités concrètes connexes. Dans le cas des nouvelles installations pipelinaires, il faudrait aménager une nouvelle emprise sur une distance d'environ 60 km qui ne longerait aucune emprise établie. L'implantation des nouvelles installations pipelinaires en Alberta et au Manitoba nécessiterait le franchissement d'un certain nombre de cours d'eau, dont celui des rivières Saskatchewan Sud et Red Deer en Alberta, et de la rivière Boyne, au Manitoba.

L'analyse présentée dans ce REEP repose sur la demande de Keystone, le plan de protection de l'environnement (PPE) établi par cette dernière, les cartes-tracés environnementales, ainsi que la preuve déposée aux termes de l'ordonnance d'audience OH-1-2007, y compris les compléments à la demande en date du 5 mars 2007, les réponses de Keystone aux demandes de renseignements (DR) de l'ONÉ datées des 2 et 9 avril 2007 et du 11 mai 2007, la preuve produite au cours de l'audience orale tenue du 4 au 28 juin 2007, l'engagement n° 1 daté du 19 juin 2007, l'engagement n° 4 daté du 14 juin 2007, les commentaires reçus du public sur l'ébauche de REEP en date du 8 août 2007 et les commentaires de Keystone sur le REEP, datés du 15 août 2007.

Le rapport a pour but d'aider les autres autorités responsables (AR) à faire leur propre détermination en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE) afin de réduire au minimum le chevauchement des efforts au chapitre de l'évaluation du projet. L'ébauche du REEP a été diffusée dans le public pour recueillir les commentaires à son sujet le 25 juillet 2007, avant que l'ONÉ fasse sa propre détermination. Le REEP définitif incorpore les commentaires du public ainsi que les observations formulées par les AR, les autorités fédérales (AF) et Keystone.

L'Office constate que le projet envisagé pourrait entraîner des effets sur plusieurs éléments environnementaux, tel qu'il est exposé dans le REEP. L'Office a déterminé, suivant la LCÉE, que pourvu que les mesures d'atténuation proposées par Keystone soient mises en œuvre, que les exigences réglementaires de l'Office soient respectées et que les conditions recommandées par l'Office et jointes à son rapport d'examen environnemental préalable soient mises en application, la construction et l'exploitation du pipeline et des installations connexes ne sont pas susceptibles de causer des effets environnementaux négatifs importants.

Le lecteur peut consulter la demande de Keystone et l'évaluation environnementale et socioéconomique (ÉES) produite par la société dans le site Web de l'ONÉ, à l'adresse www.neb-one.gc.ca : cliquer sur « Documents de réglementation » puis sur « Consulter les documents de réglementation », aller à « Vous cherchez un dépôt? Taper l'id ici », taper les numéros d'identification des dépôts A14322 à A14325 et cliquer sur « Aller ». Pour consulter les dépôts associés à la demande, aller à l'adresse : <https://www.neb-one.gc.ca/ll-fre/livelink.exe?func=ll&objId=338876&objAction=browse&sort=name>.

TABLE DES MATIÈRES

1.0	PROCESSUS D'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE	90
2.0	DESCRIPTION DU PROJET	91
3.0	DESCRIPTION DE L'ENVIRONNEMENT.....	92
4.0	COMMENTAIRES DU PUBLIC.....	95
4.1	Enjeux liés au projet soulevés dans les commentaires soumis à l'ONÉ	95
4.2	Enjeux liés au projet soulevés lors des consultations menées par Keystone	95
4.3	Commentaires soumis à l'ONÉ sur l'ébauche du rapport d'examen environnemental préalable	97
5.0	MÉTHODE D'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE EMPLOYÉE PAR L'ONÉ.....	97
6.0	ANALYSE DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX	100
6.1	Interactions entre le projet et l'environnement	100
6.2	Effets environnementaux négatifs éventuels	104
6.2.1	Analyse des effets environnementaux négatifs éventuels qui peuvent être éliminés au moyen de mesures courantes	104
6.2.2	Analyse détaillée des effets environnementaux négatifs éventuels	104
6.2.2.1	Pâturages naturels, communautés écologiques rares, plantes rares et faune en Alberta	105
6.2.2.2	Accidents et défaillances	107
6.2.2.3	Préservation et remise en état de la végétation indigène	110
6.2.2.4	Poisson et habitat du poisson	112
6.2.2.5	Faune et habitat de la faune	113
6.2.2.6	Formation et compétences en matière d'environnement	115
6.2.2.7	Ressources patrimoniales et paléontologiques	116
6.2.2.8	Usage des terres et des ressources à des fins traditionnelles	117
6.2.2.9	Exploitation des terres et des ressources	119
6.3	Évaluation des effets cumulatifs	119
6.4	Programme de suivi	122
6.5	Recommandations	122
7.0	CONCLUSION DE L'ONÉ	127
8.0	PERSONNE-RESSOURCE À L'ONÉ	127

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Participants fédéraux au processus d'évaluation en vertu de la LCÉE	90
Tableau 2 : Précisions sur le projet	91
Tableau 3 : Documents présentés à l'ONÉ	95
Tableau 4 : Commentaires sur l'ébauche du rapport d'examen préalable	97
Tableau 5 : Définition des critères d'importance	99

1.0 PROCESSUS D'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE

La demande vise à solliciter une autorisation aux termes de l'article 52 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ) en vue de construire et d'exploiter les installations associées au projet envisagé, ce qui déclenche l'application du *Règlement sur les dispositions législatives et réglementaires désignées*, pris aux termes de la LCÉE, et rend nécessaire la préparation du présent Rapport d'examen environnemental préalable (REEP).

Conformément au *Règlement sur la coordination par les autorités fédérales des procédures et des exigences en matière d'évaluation environnementale*, pris en vertu de la LCÉE, l'ONÉ a coordonné la participation des AR et des AF au processus mené en vertu de la LCÉE en leur envoyant une lettre d'avis. Le tableau ci-après relève les AR et les AF qui ont répondu à l'avis de l'ONÉ et résume leur participation dans le cadre du projet. Le ministère de l'Environnement de la Saskatchewan et le ministère de la Conservation du Manitoba comptaient parmi les participants gouvernementaux. La section 4.1 résume les commentaires formulés par le public et les organismes gouvernementaux.

Tableau 1: Participants fédéraux au processus d'évaluation en vertu de la LCÉE

Organisme fédéral	Participation	
	Autorité responsable (AR) et déclencheur en vertu de la LCÉE	Autorité fédérale (AF) ayant des connaissances spécialisées
Office national de l'énergie	Art. 52 de la Loi sur l'ONÉ	
Pêches et Océans Canada	Paragraphes 22(1), 22(2), 22(3), 35(2) et 37(2), et article 32 de la <i>Loi sur les pêches</i>	X
Transports Canada	Alinéa 5(1)a), paragraphe 6(4), articles 16 et 20 de la <i>Loi sur la protection des eaux navigables</i> Approbation en vertu de l'article 108 de la Loi sur l'ONÉ	
Office des transports du Canada	<i>Loi sur les transports au Canada</i> : article 32, lorsque la révision, l'annulation, la modification ou la nouvelle audience se rapporte à une décision, une ordonnance ou une demande rendue ou présentée aux termes des paragraphes 98(2), 99(3), 101(3), 116(4), 127(2) ou 138(2)	
Affaires indiennes et du Nord Canada	Paragraphes 35(1) et 35(3) de la <i>Loi sur les Indiens</i>	
Environnement Canada		X
Santé Canada		X

L'Office a diffusé l'ordonnance d'audience OH-1-2007 le 29 janvier 2007, laquelle décrivait le déroulement de l'audience orale publique portant sur le projet et les exigences connexes. Dans le cadre de ce processus, la version définitive du document décrivant la portée des éléments environnementaux a été publiée le 15 mars 2007. L'audience orale publique a débuté le 4 juin 2007 et s'est terminée le 28 juin 2007. L'ébauche du REEP a été diffusée le 25 juillet pour recueillir les commentaires du public et le REEP incluant la détermination de l'ONÉ a été rendu public le 20 septembre 2007, afin que les autres AR l'utilisent pour faire leur propre détermination en vertu de la LCÉE.

2.0 DESCRIPTION DU PROJET

Le pipeline Keystone est un oléoduc proposé qui transporterait du pétrole brut de l'Alberta (Canada) aux marchés de l'Illinois, aux États-Unis. La partie canadienne du pipeline Keystone s'étendrait de Hardisty (Alberta) jusqu'à un point situé près de Haskett (Manitoba), sur la frontière canado-américaine. Le projet consiste à convertir au service de transport pétrolier 864 km de gazoduc en place, dont TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) est l'actuel propriétaire-exploitant, ainsi qu'à construire 371 km de canalisations nouvelles.

La raison d'être du projet est de permettre le transport de pétrole brut via un pipeline enfoui de la région de Hardisty (Alberta) jusqu'à des marchés aux États-Unis. Les installations associées au projet transporteront les approvisionnements en pétrole brut provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, lesquels, d'après les prévisions de Keystone, croîtront d'environ 220 000 m³/j (1,4 million de barils/j) entre 2006 et 2015. En appui au projet, Keystone a conclu des contrats de transport à long terme totalisant 54 000 m³/j (340 000 barils/j), dont la durée moyenne est de 18 ans.

Tableau 2 : Précisions sur le projet

Ouvrages et activités concrètes <i>(Pour obtenir plus de précisions, voir la section 12.0 de la demande de Keystone et la section 4.0 du REEP)</i>	
<i>Étape de la construction :</i>	<ul style="list-style-type: none">La date prévue de mise en service de l'oléoduc prévue par Keystone est le 1^{er} novembre 2009.Tronçon de l'Alberta – construction de 271 km de canalisations de 762 mm de diamètre (NPS 30) au cours de l'été et de l'automne/hiver 2008 (juillet à début décembre); remise en état des lieux en octobre, novembre et début décembre 2008, et travaux de remise en état supplémentaires durant l'été 2009.Tronçon du Manitoba – construction d'un tronçon de 10 km de canalisations de 864 mm (NPS 34) et d'un tronçon de 90 km de canalisations de 762 mm (NPS 30) durant l'été et l'automne 2008 (fin juin/début juillet à fin novembre); remise en état des lieux en octobre et novembre 2008, et travaux de remise en état supplémentaires durant l'été 2009.Tronçons posés par forage dirigé horizontal (FDH) – avril 2008.Tronçon converti – conversion du service de transport de gaz naturel au service pétrolier de 864 km de canalisations de 864 mm (NPS 34), soit la canalisation 100-1, du printemps 2008 à la fin juin 2009.Installation de vannes et de systèmes de protection cathodique sur chaque nouveau tronçon de pipeline; dans le cas du tronçon converti, utilisation des vannes en place et agrandissement des systèmes de protection cathodique existants.Stations de pompage – la construction de huit nouvelles stations de pompage exigerait l'acquisition de 2 ha de nouveaux terrains et l'aménagement de chemins d'accès et de lignes de transport d'électricité; les autres stations de pompage seraient implantées dans la même enceinte que les stations de compression existantes. Les travaux aux stations de Hardisty (SP 5), Cabri (SP 11), Regina (SP 17) et Carmen (SP 26) débuteraient en février 2008 et se termineraient en juin 2009. Les travaux de construction aux 12 autres stations de pompage commencerait en mai 2008 et seraient terminées en novembre 2009.Terminal de réservoirs – la construction du parc de réservoirs de Hardisty et de la tuyauterie connexe commencerait en mars 2008 et se terminerait en juin 2009.

Ouvrages et activités concrètes

(Pour obtenir plus de précisions, voir la section 12.0 de la demande de Keystone et la section 4.0 du REEP)

- Essais de confirmation de l'aptitude au service – avant l'exploitation
 - Keystone a proposé de soumettre le nouveau pipeline à des essais hydrostatiques utilisant de l'eau;
 - le tronçon converti serait vérifié en y passant un outil de détection de fissures et un outil de fuite de flux magnétique avant la mise en service;
 - les installations de réservoirs au terminal de réservoirs seront soumises à des essais sous pression au moyen d'eau ou de pétrole.

Étape de l'exploitation

- Les installations liées au projet auraient une durée de service de plus de 30 ans.
- Maîtrise de la végétation pour les espèces végétales nuisibles et les plantes non indigènes.
- Surveillance périodique et suivi des travaux de remise en état dans le cas des terres humides, des cours d'eau et des pâturages naturels.
- Surveillance et mesures de remise en état pour lutter contre la subsidence et l'érosion.
- Maintien de l'intégrité du pipeline, activités de surveillance et intervention d'urgence en cas de fuites et de ruptures de l'oléoduc.

Étape de la cessation de l'exploitation

- Les effets environnementaux associés à la cessation d'exploitation seront vraisemblablement similaires à ceux associés à la construction. Suivant la Loi sur l'ONÉ, la société devra présenter une demande pour cesser d'exploiter les installations liées au projet. L'Office évaluera alors les effets environnementaux de la cessation d'exploitation.

3.0 DESCRIPTION DE L'ENVIRONNEMENT

Deux tracés de recharge ont été envisagés pour le projet. Chaque tracé de recharge comportait plusieurs options, qui ont été évaluées du point de vue technique, foncier, environnemental et humain. Dans le cas du tronçon de l'Alberta, chacun des tracés envisagés traversait des zones écologiquement importantes (ZÉI) de désignation provinciale. Keystone a sélectionné un tracé qui réduit au minimum le risque de fragmentation des pâturages naturels, réduit le périmètre au sol du projet en suivant des perturbations linéaires existantes et, d'une manière générale, situe les stations de pompage à l'extérieur de ZÉI, sauf pour la station de pompage Bindloss – SP 9 qui serait située dans la ZÉI Remount. Le tracé pipelinier privilégié de Keystone traverserait des terres agricoles, des pâturages naturels, des communautés écologiques rares, des terres humides et des cours d'eau. Les composantes environnementales suivantes sont décrites en détail dans l'évaluation environnementale et socioéconomique (ÉES) du projet Keystone :

Environnement atmosphérique et acoustique

- Les contaminants de l'air (p. ex. sulfure d'hydrogène, dioxyde de soufre, oxydes d'azote, matières particulaires, etc.) et polluants atmosphériques dangereux (p. ex. benzène, toluène, éthylbenzène, xylènes et mercaptans) que le projet pourrait éventuellement produire ont été évalués. Toutes les concentrations au sol prévues de contaminants atmosphériques associés aux émissions produites par les installations de réservoirs opérationnels proposées et aux travaux de construction sont inférieures aux limites réglementaires de référence concernant la qualité de l'air ambiant. Pour ce qui concerne les travaux de construction, Keystone a déterminé que les effets des contaminants atmosphériques seraient peu considérables.

- En général, la construction et l'exploitation du pipeline et des stations de pompage n'auraient pas d'effets sur le niveau de bruit ambiant. Ces éléments d'infrastructure seraient implantés et exploités dans des zones essentiellement rurales, et le bruit qui y est associé ne modifierait pas substantiellement le niveau de bruit de fond ambiant.

Sols

- Les terres traversées par le projet sont principalement à vocation agricole, comprenant des terres cultivées annuellement, des champs de foin, des pâturages bonifiés et de grands pâturages naturels. L'ÉES examine les effets du projet sur les ressources en sols sous l'angle de la modification des propriétés physiques, chimiques et biologiques du sol. Keystone a utilisé des unités pédologiques comme base pour déterminer les mesures d'atténuation à appliquer pendant la construction dans la zone d'étude locale (ZÉL). Les unités pédologiques ont été définies en fonction des séries de sols et des phases du sol.

Végétation

- Des plantes rares et des communautés écologiques rares ont été relevées le long du tracé du projet en Alberta. Au Manitoba, des plantes rares ont été relevées dans des zones riveraines bordant des cours d'eau traversés par le projet.

Faune

- Deux espèces d'amphibiens répertoriées à l'annexe 1 de la *Loi sur les espèces en péril* (LEP) ont été relevées le long du tracé du projet. Le crapaud des steppes a été trouvé dans des terres humides situées sur le tracé du projet en Alberta, et la grenouille léopard a été relevée dans des zones riveraines au Manitoba. Ces deux espèces sont définies comme des espèces préoccupantes à l'annexe 1 de la LEP. Trois espèces d'oiseaux, classées comme « menacées » à l'annexe 1 de la LEP, ont été observées dans la ZÉL relative à la faune en Alberta.
- On a déterminé que six cours d'eau présentaient une grande valeur écologique pour la faune et la végétation et qu'une méthode de franchissement sans tranchée est proposée dans leur cas. Il s'agit de la rivière Boyne, du ruisseau Shannon, du ruisseau Deadhorse, de deux cours d'eau sans nom et du ruisseau Buffalo.

Pêches et hydrologie

- Le projet traverserait 16 cours d'eau en Alberta, et 40 au Manitoba.
- Keystone propose de traverser trois cours d'eau importants au moyen d'un forage dirigé horizontal (FDH), soit les rivières Red Deer et Saskatchewan Sud en Alberta et la rivière Boyne au Manitoba.

Milieu socioéconomique

- Le projet traverse des terres qui sont pour la plupart des propriétés privées utilisées largement pour la production agricole. L'exploitation des ressources gazières et pétrolières et les loisirs sont d'autres formes d'utilisation des terres en question.

- Les terres publiques qui seraient perturbées par la construction de nouvelles installations sont toutes situées en Alberta. Il s'agit de 49 bandes de terres publiques, dont 43 se trouvent dans des zones spéciales de désignation provinciale.
- La partie Alberta-Saskatchewan du projet passe dans une région principalement rurale, composée de petites agglomérations et de villages, et de zones de prairies parsemées d'exploitations agricoles et de fermes d'élevage de bovins.
- Le tronçon converti du projet, situé en Saskatchewan et au Manitoba, passe dans un corridor existant partagé par un certain nombre de pipelines et longe généralement une bande de terrain assez fortement urbanisée à proximité de la Transcanadienne.
- Au Manitoba, le nouveau pipeline traverserait des terres agricoles basses affectées à la production agricole, dont celle de cultures spéciales.
- Toutes les régions connaissent une situation de quasi plein-emploi.

Ressources patrimoniales et paléontologiques

- Suivant la configuration actuelle du projet, 59 sites historiques ou patrimoniaux seraient touchés en Alberta, entièrement ou en partie, et exigeraient des mesures d'évitement ou d'atténuation. De ceux-ci, 44 ont une valeur patrimoniale moyenne à élevée.
- En Saskatchewan, il n'y aurait pas de sites dans le voisinage immédiat d'aires de perturbation nouvelles.
- Sous sa configuration actuelle, le projet toucherait trois sites historiques ou patrimoniaux au Manitoba, entièrement ou en partie, ce qui exigerait des mesures d'évitement ou d'atténuation.
- Des ressources paléontologiques seraient trouvées sur le tracé du projet en Alberta et au Manitoba. En Alberta, il y aurait un risque élevé de perturber des ressources paléontologiques importantes sur trois sites.

Usage des terres et des ressources à des fins traditionnelles

- En Alberta, aucune collectivité autochtone ne vivrait dans un rayon de 50 km du projet. Ce dernier serait situé à l'intérieur du territoire traditionnel revendiqué par la Confédération des Pieds-Noirs.
- En Saskatchewan, le pipeline existant traverse la réserve de la Première nation Carry the Kettle. Les installations proposées seraient situées sur le territoire traditionnel utilisé par les Premières nations visées par le Traité n° 4 et sur celui qui est revendiqué par la Première nation Dakota de Standing Buffalo (Standing Buffalo).
- Au Manitoba, la Première nation Long Plain et de la Première nation des Sioux Birdtail habitent à moins de 50 km du nouveau pipeline proposé. Le projet serait situé à l'intérieur du territoire traditionnel revendiqué par les cinq Nations Dakota du Manitoba, soit les Nations des Sioux Birdtail, Canupawakpa, Dakota Plains, Dakota Tipi et Sioux Valley. La Fédération des Métis

du Manitoba a un intérêt dans des terres où de nouvelles installations seront construites pour le projet.

4.0 COMMENTAIRES DU PUBLIC

4.1 Enjeux liés au projet soulevés dans les commentaires soumis à l'ONÉ

On peut consulter les documents présentés, indiqués ci-dessous, dans le site Web de l'ONÉ au www.neb-one.gc.ca : cliquer sur « Documents de réglementation » puis sur « Consulter les documents de réglementation », aller à « Vous cherchez un dépôt? Taper l'id ici », taper le numéro d'identification du dépôt précisé dans le tableau et cliquer sur « Aller ».

Tableau 3 : Documents présentés à l'ONÉ

Nom	Commentaires	Présenté le	Id. du dépôt
Donald Harron	<ul style="list-style-type: none">▪ Détermination de l'importance▪ Lignes directives du Manitoba concernant les zones tampons▪ <i>Loi sur les espèces en voie de disparition du Manitoba</i>▪ Jugement professionnel	2 avril 2007	A15179
Ministère de la Conservation et ministère de la Gestion des ressources hydriques du Manitoba	<ul style="list-style-type: none">▪ Perte et détérioration de l'habitat▪ Emplacement des terres humides et des sources▪ Habitat d'espèces menacées▪ Oiseaux migrateurs▪ Franchissement de cours d'eau par FDH▪ Manutention du poisson vivant▪ Protection de l'eau potable▪ Essais hydrostatiques	10 avril 2007	A15127
Environnement Canada	<ul style="list-style-type: none">▪ Environnement atmosphérique▪ Méthodes d'intervention en cas d'urgence▪ Faune▪ Requête en vue de présenter des commentaires sur l'ébauche du rapport d'examen préalable	11 avril 2007	A15226
Transports Canada	<ul style="list-style-type: none">▪ Intérêt pour le projet et participation au processus	12 avril 2007	A15253
Groupe de propriétaires fonciers de Kessler	<ul style="list-style-type: none">▪ Incidence sur les activités d'exploitation agricole et d'élevage de bétail▪ Cessation de l'exploitation du pipeline▪ Prise en charge de la responsabilité▪ Conservation de la couche de terre végétale▪ Effets négatifs éventuels sur la nappe phréatique	13 avril 2007	A15262
Jon W. Kruse	<ul style="list-style-type: none">▪ Sommaire du document de détermination de la portée du Département d'État américain	23 avril 2007	A15398

4.2 Enjeux liés au projet soulevés lors des consultations menées par Keystone

Keystone a lancé son programme de consultation des parties prenantes, y compris les consultations après des groupes autochtones, au moment de l'annonce du projet, le 9 février 2005. Les démarches

de consultation ont pris diverses formes : contacts personnels, envoi postal des renseignements sur le projet, assemblées portes ouvertes, établissement d'un numéro d'appel sans frais et communiqués. Les parties prenantes comprenaient des propriétaires fonciers, les dirigeants de collectivités, des représentants élus, des groupes autochtones, des organismes de réglementation, des organismes de services d'urgence, des groupes d'intérêt et les propriétaires des entreprises partagées.

Les préoccupations soulevées par le public portaient notamment sur les aspects suivants : le tracé du projet et les emplacements des stations de pompage, la profondeur d'enfoncement du pipeline sous les fossés de drainage, l'intégrité, la sécurité et les fuites, les méthodes de construction, la mauvaise herbe, l'exportation de ressources, la circulation et l'accroissement de l'achalandage des routes, les processus d'indemnisation, l'incidence sur les terres agricoles, la remise en état et les besoins d'accès aux terrains, les recettes fiscales des municipalités.

Keystone a pris contact avec les groupes autochtones dans la mesure où elle savait que le projet traverserait une réserve ou des terres revendiquées comme territoire traditionnel. Keystone a soutenu qu'elle s'attendait à ce que le projet ait une incidence minime sur les collectivités autochtones étant donné la distance qui les séparait du projet et la nature des terres traversées. La plupart des collectivités ont indiqué que le projet ne leur causait pas de préoccupations et certaines ont manifesté de l'intérêt à l'égard des éventuelles perspectives économiques qu'il pourrait leur offrir. Lorsque Standing Buffalo est intervenue dans le processus de réglementation, Keystone s'est rendu compte que le projet traversait des terres qu'elle revendiquait comme territoire traditionnel et a amorcé des consultations avec elle. Keystone ne savait pas que Standing Buffalo n'est pas partie au Traité n° 4 et, par conséquent, qu'elle n'est pas visée aux termes du protocole à l'accord sur le Traité n° 4 conclu par TransCanada au sujet de la consultation. Keystone a également pris connaissance de la revendication territoriale non réglée des Nations Dakota du Manitoba lorsque ces dernières ont déposé leur dossier d'intervention. Les deux groupes se sont dits préoccupés par l'absence de consultations de la part de la Couronne et par l'incidence éventuelle du projet sur des sites et des activités traditionnels de même que sur un titre ancestral non éteint. Keystone a négocié une entente avec la Première nation Carry the Kettle qui lui accorde la permission de transporter du pétrole brut à travers sa réserve.

Dans la demande, Keystone a soutenu que tous les enjeux soulevés par les parties prenantes avaient été réglés ou qu'elle s'attendait à les résoudre à la satisfaction de toutes les parties touchées. Keystone s'est engagée à poursuivre les consultations avec Standing Buffalo et les Nations Dakota du Manitoba pour régler les questions en instance. De plus, elle s'est engagée à avoir des consultations continues avec toute partie éventuellement touchée et a souligné qu'elle se laisserait guider par les pratiques de consultation et la politique en matière de relations avec les Autochtones de TransCanada dans la conduite des consultations.

L'Office a dûment pris en considération tous les commentaires formulés au cours de l'instance. Dans la préparation du présent REEP, il n'a tenu compte que des commentaires qui se rapportent au mandat que lui confère la LCÉE. Les Motifs de décision de l'Office traitent plus largement des questions relatives aux consultations.

4.3 Commentaires soumis à l'ONÉ sur l'ébauche du rapport d'examen environnemental préalable

On peut consulter les documents présentés, indiqués ci-dessous, dans le site Web de l'ONÉ au www.neb-one.gc.ca : cliquer sur « Documents de réglementation » puis sur « Consulter les documents de réglementation », aller à « Vous cherchez un dépôt? Taper l'id ici », taper le numéro d'identification du dépôt précisé dans le tableau et cliquer sur « Aller ».

Tableau 4 : Commentaires sur l'ébauche du rapport d'examen préalable

Nom	Sujet	Id. du dépôt
Environnement Canada	<ul style="list-style-type: none">• Inclure les espèces d'oiseaux répertoriées dans la LEP• Entente sur l'examen du plan de gestion des pâturages naturels• Communiquer avec Pauline Erickson du bureau d'Edmonton aux fins d'examen• DDRA doit revoir les mélanges de semences utilisés dans la province	A16170
Transports Canada	<ul style="list-style-type: none">• Une autorisation en vertu de l'article 108 de la Loi sur l'ONÉ pourrait être nécessaire pour les eaux navigables• Éclaircissements au sujet des conditions recommandées par l'ONÉ	A16187
Standing Buffalo	<ul style="list-style-type: none">• Incidences sur les sites d'usage à des fins traditionnelles des Dakota/Lakota	A16188
Affaires indiennes et du Nord Canada	<ul style="list-style-type: none">• Le document répond à ses exigences; les points étudiés ont été limités à ceux qui se rapportent aux droits issus de traités des Premières nations et aux préoccupations des habitants des réserves	A16244

5.0 MÉTHODE D'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE EMPLOYÉE PAR L'ONÉ

Dans la conduite de l'examen environnemental préalable, l'ONÉ a tenu compte des éléments relevés aux alinéas 16(1)a) à d) de la LCÉE. L'ONÉ a également tenu compte de la portée des éléments, selon la description qu'il en est donnée dans le document de réglementation A15048. En plus d'évaluer la nécessité du projet et les solutions de rechange au projet, et parce qu'il les juge également pertinents suivant l'alinéa 16(1)e) de la LCÉE, il a aussi tenu compte des aspects suivants :

- la construction, l'exploitation, la désaffectation, la remise en état des lieux et la cessation d'exploitation ou d'autres activités proposées par le promoteur ou qui seront vraisemblablement exercées en relation avec les ouvrages proposés par le promoteur, incluant les mesures d'atténuation et de compensation de l'habitat;
- la variation naturelle d'une composante de la population ou d'une composante écologique;
- les étapes sensibles des cycles de vie des espèces fauniques par rapport au calendrier du projet;
- le temps nécessaire pour qu'un effet devienne évident;
- le temps nécessaire pour qu'une population ou une composante écologique se rétablisse de l'effet en question et retourne à l'état antérieur, y compris le degré de rétablissement estimé;
- la zone touchée par le projet;
- la zone à l'intérieur de laquelle une population ou une composante écologique fonctionne et au sein de laquelle un effet du projet pourrait être ressenti.

Données de base et sources :

L'analyse effectuée dans ce REEP repose sur la demande déposée par Keystone et ses réponses aux demandes de renseignements, le PPE, les lettres de commentaires et la preuve produite au cours de l'audience publique. On peut obtenir auprès du Secrétaire de l'Office, à l'adresse indiquée à la section 8.0 du rapport, des détails sur la marche à suivre pour se procurer les documents.

Méthodologie de l'analyse :

L'Office a adopté une méthode axée sur les enjeux qui évalue les effets environnementaux du projet pendant tout son cycle de vie. Ainsi, les étapes de la conception, de la planification, de la construction et de l'exploitation ont été prises en compte dans l'évaluation de la demande. La désaffection et la cessation de l'exploitation seront examinées dans le contexte d'une demande distincte.

Dans la section 6.1 de son analyse, l'Office a relevé les interactions qui pourraient se produire entre les activités du projet proposé et les éléments de l'environnement où elles auront lieu. L'Office a également tenu compte des accidents et des défaillances qui pourraient survenir au cours du projet ainsi que des changements que l'on pourrait devoir apporter au projet pour des considérations environnementales. Un examen a été jugé complet si on n'a relevé aucune interaction entre l'environnement et les activités, ou si une interaction entraînerait des effets neutres sur l'environnement. S'il était impossible de qualifier un effet éventuel, il a été classé comme un effet négatif éventuel.

La section 6.2.1 comprend une analyse de tous les effets environnementaux négatifs éventuels auxquels des normes de conception ou des mesures d'atténuation courantes peuvent généralement remédier. La section 6.2.2 comprend une analyse détaillée de chaque effet environnemental négatif éventuel qui est particulièrement préoccupant pour le public, nécessite des mesures spéciales d'atténuation ou de suivi, ou exige l'application de recommandations visant spécifiquement l'enjeu en question. On précise dans cette analyse les mesures d'atténuation, les barèmes des critères d'importance, définis dans le tableau 5, les programmes de surveillance et/ou de suivi, l'opinion de l'ONÉ et les recommandations visant un enjeu spécifique, le cas échéant.

La section 6.3 traite des effets cumulatifs, la section 6.4 examine les programmes de suivi et la section 6.5 dresse une liste des recommandations pour l'approbation réglementaire éventuelle du projet.

Tableau 5 : Définition des critères d'importance

Critère	Définition
Fréquence	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Faible : se produit sporadiquement durant une étape du cycle de vie du projet. ▪ Modérée : se produit continuellement durant une étape du cycle de vie du projet. Élevée : se produit tout au long du cycle de vie du projet.
Durée	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Court terme : se produit uniquement durant une étape du projet. ▪ Moyen terme : se produit du début de la construction à la fin de l'exploitation. Long terme : se poursuit après la fin du cycle de vie du projet.
Réversibilité	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Réversible : l'effet environnemental négatif se résorberait avant la fin du cycle de vie du projet. ▪ Irréversible : l'effet environnemental négatif serait permanent, ou ne serait réversible qu'une fois le cycle de vie du projet achevé.
Étendue géographique - Éléments biophysiques et socio-économiques	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zone d'implantation du projet (ZIP) : l'emprise de 30 m et les périmètres au sol associés à la construction du pipeline, aux chemins d'accès et aux installations connexes, comme les stations de pompage. ▪ Zone d'étude locale (ZÉL) : comprend la ZIP et une zone tampon de 500 m de part et d'autre de l'emprise; dans certains cas, la ZÉL se limite à l'emprise de 30 m. ▪ Zone d'étude régionale (ZÉR) : varie selon le domaine étudié et peut comprendre des éléments tels que les sous-régions naturelles, les aires naturelles d'espèces fauniques ou un bassin atmosphérique.
Ampleur	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Faible : l'effet environnemental négatif prévu aurait une incidence négligeable sur les éléments physiques (p. ex. sols, terrain), biophysiques (p. ex. végétation, faune, pêches, qualité de l'air) ou sociaux (p. ex. santé, usage des terres à des fins traditionnelles, ressources patrimoniales, bruit ambiant). ▪ Moyenne : l'effet environnemental négatif prévu aurait des conséquences de portée locale sur les éléments physiques, biophysiques ou sociaux. ▪ Élevée : l'effet environnemental négatif prévu aurait des conséquences de portée régionale sur les éléments physiques, biophysiques ou sociaux.
Évaluation de l'importance des effets	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Un effet « susceptible d'être important » a une fréquence élevée, une incidence irréversible, une longue durée, une étendue régionale ou une ampleur élevée.

6.0 ANALYSE DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX

6.1 Interactions entre le projet et l'environnement

	Élément environnemental	Interaction avec le projet O/N/I	Description de l'interaction (comment, quand, où)	Effet environnemental négatif éventuel	Méthode courante d'atténuation à appliquer
Biophysique	Sol et productivité du sol	O	<ul style="list-style-type: none"> Brûlage de débris de bois sur le sol Décapage de la couche végétale et remise en état à l'étape de la construction Exploitation des machines Affaissement de la paroi de la tranchée à ciel ouvert pendant la construction Subsidence de la tranchée pendant l'exploitation 	<ul style="list-style-type: none"> Perte de terre végétale, compactage du sol ou mélange des couches du sol pendant les travaux Perte de terre végétale sous l'effet de l'érosion par les eaux superficielles et l'érosion par le vent Perte de terre végétale en raison de l'instabilité de la tranchée Augmentation de la pierosité des horizons de surface Subsidence de la tranchée et bompage antitassement du remblai 	<input type="checkbox"/> O
	Végétation	O	<ul style="list-style-type: none"> Perturbation de la végétation avant et après la construction et pendant l'exploitation du pipeline 	<ul style="list-style-type: none"> Perturbation des graminées, des herbacées non graminées, des arbustes et des arbres Perturbation des pâturages naturels, des communautés écologiques rares et des plantes rares Introduction de plantes ou de mauvaises herbes non indigènes ou envahissantes 	<input type="checkbox"/> O <input type="checkbox"/> N <input type="checkbox"/> N
	Qualité et quantité d'eau	O	<ul style="list-style-type: none"> Perturbation de l'eau souterraine et des terres humides avant et pendant le déboisement et la construction Perturbation pendant le creusement de la tranchée dans des sols argileux à texture fine au Manitoba Perturbation pendant le creusement de la tranchée dans le delta du cours inférieur de la rivière Assiniboine en cas de rencontre d'une nappe libre sur un fond de sédiments sablonneux superposant une couche de sédiments argileux 	<ul style="list-style-type: none"> Perturbation du régime hydrologique des eaux superficielles Perturbation du régime hydrologique de l'eau souterraine et réduction de la qualité et de la quantité d'eau souterraine Perturbation de la qualité et de la quantité d'eau dans l'aquifère Ecoulement réduit de l'eau souterraine entraînant un accroissement de la saturation et de la salinisation Perturbation des puits d'eau 	<input type="checkbox"/> O

Légende : O (Oui, voir la section 6.2.1); N (Non, voir la section 6.2.2); I (Incertain)

	Élément environnemental	Interaction avec le projet O/N/I	Description de l'interaction (comment, quand, où)	Effet environnemental négatif éventuel	Méthode courante d'atténuation à appliquer
			<ul style="list-style-type: none"> • Echec des mesures d'isolement du débit pendant les travaux de creusement dans un cours d'eau • Défaillance d'une structure temporaire installée au-dessus d'un cours d'eau pour la traversée des véhicules 	<ul style="list-style-type: none"> • Introduction de sédiments • Introduction de contaminants et d'autres substances nocives 	<ul style="list-style-type: none"> • O • O
	Poisson et habitat du poisson	O	<ul style="list-style-type: none"> • Creusement de la tranchée dans le lit des cours d'eau • Installation de structures au-dessus de cours d'eau pour la traversée des véhicules • Echec d'un FDH 	<ul style="list-style-type: none"> • Entrée de sédiments dans les cours d'eau et érosion des zones perturbées adjacentes aux plans d'eau • Déterioration de l'intégrité écologique de l'eau (cours d'eau à poisson et cours d'eau sans poisson) et destruction de l'habitat du poisson, y compris le blocage des voies de passage du poisson pendant les périodes migratoires • Mortalité du poisson et d'organismes aquatiques, y compris : destruction des œufs des poissons; modification temporaire ou permanente de l'écoulement de l'eau; perte d'approvisionnements alimentaires éventuels • Déterioration, perturbation ou destruction de l'habitat du poisson (y compris la végétation riveraine) causée par la pose du pipeline et l'accès 	<ul style="list-style-type: none"> • O • O • O • N
	Terres humides	O	<ul style="list-style-type: none"> • Enlèvement de la végétation, décapage de la couche organique, creusement de la tranchée et remblayage à l'étape de la construction 	<ul style="list-style-type: none"> • Perte de fonctions des terres humides et perte d'habitat terrestre et aquatique dans les zones de terres humides • Perturbation du régime hydrologique des eaux superficielles et de l'eau souterraine 	<ul style="list-style-type: none"> • N • O
	Faune et habitat de la faune	O	<ul style="list-style-type: none"> • Enlèvement des arbustes et des arbres lors du déboisement de l'emprise et des espaces de travail temporaires • Accroissement du bruit pendant la construction • Interaction des travailleurs avec la faune • Déchet résultant des travaux de construction • Travaux de construction dans des zones de 	<ul style="list-style-type: none"> • Perturbation de l'habitat de la faune • Perturbation des oiseaux nicheurs • Perturbation de la faune • Perturbation sensorielle de la faune • Conflits avec la faune et mortalité d'animaux • Accoutumance de la faune aux déchets de construction 	<ul style="list-style-type: none"> • O • N • O • O • O • O

Légende : O (Oui, voir la section 6.2.1); N (Non, voir la section 6.2.2); I (Incertain)

	Élement environnemental	Interaction avec le projet O/N/I	Description de l'interaction (comment, quand, où)	Effet environnemental négatif éventuel	Méthode courante d'atténuation à appliquer
			<ul style="list-style-type: none"> terres humides Travaux de creusement sur l'emprise 	<ul style="list-style-type: none"> Besoin accru et à long terme de mesures de contrôle de la végétation sur l'emprise 	<ul style="list-style-type: none"> O
Espèces en péril (niveau fédéral) COSEPAC et LEP – Tableau 9-4 de l'ÉES	I		<ul style="list-style-type: none"> Perturbation d'espèces répertoriées pendant le déboisement, la préparation des sites et l'exploitation de l'équipement 	<ul style="list-style-type: none"> Perturbation d'espèces d'amphibiens répertoriées dans la LEP et de leur habitat (<i>grenouille léopard, crapaud des steppes</i>) Perturbation d'espèces d'oiseaux répertoriées dans la LEP (<i>faucon pèlerin, chevêche des terriers, pluvier siffleur, grue blanche, buse rouilleuse, hibou des marais, pie-grièvre migratrice, pipit de Sprague, courlis à long bec, bruant de McCown, râle jaune</i>) Perturbation d'espèces de mammifères répertoriées dans la LEP (<i>rat kangourou d'Ord</i>) 	<ul style="list-style-type: none"> N O I
Espèces à statut particulier (niveaux provincial, territorial, local) – Tableau 9-4 de l'ÉES	N		<ul style="list-style-type: none"> Perturbation d'espèces répertoriées pendant le déboisement, la préparation des sites et l'exploitation de l'équipement 	<ul style="list-style-type: none"> Perturbation de reptiles et d'amphibiens à statut particulier (<i>crotale des prairies, couleuvre à nez retroussé des plaines</i>) Perturbation d'oiseaux à statut particulier (<i>bruant de Baird, grand héron, faucon des prairies</i>) Perturbation de mammifères à statut particulier (<i>blaireau d'Amérique, cerf mulet</i>) 	<ul style="list-style-type: none"> I I O
Qualité de l'air	O		<ul style="list-style-type: none"> Fonctionnement des véhicules et des engins pendant la construction Poussière soulevée par le passage des véhicules et des engins sur les chemins de gravier et l'emprise Émissions produites par le terminal de réservoirs 	Détérioration locale de la qualité de l'air pendant la construction, l'exploitation et l'entretien	<ul style="list-style-type: none"> O

Légende : O (Oui, voir la section 6.2.1); N (Non, voir la section 6.2.2); I (Incertain)

	Élément environnemental	Interaction avec le projet O/N/I	Description de l'interaction (comment, quand, où)	Effet environnemental négatif éventuel	Méthode courante d'atténuation à appliquer
Socioéconomique	Occupation humaine/exploitation des ressources	O	<ul style="list-style-type: none"> Travaux de déboisement et de construction sur l'entreprise 	<ul style="list-style-type: none"> Perturbation des activités agricoles 	<ul style="list-style-type: none"> O
	Ressources patrimoniales	O	<ul style="list-style-type: none"> Travaux de déboisement et de construction sur l'entreprise 	<ul style="list-style-type: none"> Destruction ou altération de ressources patrimoniales ou paléontologiques connues ou non encore découvertes 	<ul style="list-style-type: none"> O
	Usage des terres et des ressources à des fins traditionnelles	I	<ul style="list-style-type: none"> Travaux de déboisement et de construction sur l'entreprise 	<ul style="list-style-type: none"> Destruction ou altération de sites utilisés à des fins traditionnelles Perturbation d'activités traditionnelles ou privation de la possibilité de les exercer 	<ul style="list-style-type: none"> I
	Bien-être social et culturel	N			<ul style="list-style-type: none">
	Santé/aspects esthétiques	I	<ul style="list-style-type: none"> Voir les rubriques Qualité de l'air et Qualité et quantité d'eau ci-dessus 	<ul style="list-style-type: none"> Effets sur la santé de la détérioration de la qualité de l'air pendant la construction et impacts sur les puits d'eau 	<ul style="list-style-type: none"> O
Autres	Accidents/défaillances	O	<ul style="list-style-type: none"> Exploitation et ravitaillement en carburant des machines sur l'entreprise et dans les espaces de travail temporaires Pendant l'évacuation de l'eau servant aux essais hydrostatiques Incendies causes par les activités de construction Fuite ou rupture sur le pipeline existant pendant l'étape de la construction Fuite ou rupture sur le pipeline pendant l'exploitation 	<ul style="list-style-type: none"> Introduction de contaminants dans le sol, l'eau et les terres humides à cause des véhicules et des engins Pénétration de pétrole brut dans le sol, l'eau et les terres humides à la suite de fuites ou de ruptures sur le pipeline 	<ul style="list-style-type: none"> O N
	Effets de l'environnement sur le projet	O	<ul style="list-style-type: none"> Inondations causes par le débordement de cours d'eau (phénomènes météorologiques) pendant la construction ou l'exploitation 	<ul style="list-style-type: none"> Erosion du substrat du lit des cours d'eau et des berges Erosion du sol, subsidence, effondrement de talus 	<ul style="list-style-type: none"> O O

Légende : O (Oui, voir la section 6.2.1); N (Non, voir la section 6.2.2); I (Incertain)

6.2 Effets environnementaux négatifs éventuels

Pour atténuer les effets environnementaux, Keystone s'est engagée à atteindre des buts et des objectifs raisonnables au chapitre de la construction, de la remise en état des lieux et de l'exploitation du pipeline, tel que l'exposent l'ÉES, le PPE et les cartes-tracés environnementales.

Keystone a proposé plusieurs stratégies d'atténuation pour prévenir ou réduire au minimum les effets du projet; celles-ci comprennent l'évitement grâce au choix du tracé, l'établissement de calendriers des activités qui évitent les périodes sensibles, l'élaboration de mesures d'atténuation pour parer à des enjeux généraux et aux enjeux propres à chaque site, la conduite d'inspections pendant la construction pour s'assurer que les mesures d'atténuation sont appliquées et efficaces, ainsi que l'entretien des installations pendant l'exploitation du réseau pipelinier.

De plus, en cas d'approbation du projet, l'ONÉ tiendrait des réunions techniques avec Keystone pour garantir que le PPE définitif, la cartes-tracés environnementales et la liste de suivi des engagements environnementaux (LSEE) de Keystone prévoient des pratiques exemplaires.

6.2.1 Analyse des effets environnementaux négatifs éventuels qui peuvent être éliminés au moyen de mesures courantes

Keystone a fait état de mesures de conception et d'atténuation courantes dans l'ÉES, le PPE et les cartes-tracés environnementales. L'ONÉ a évalué ces mesures et juge qu'elles satisfont à l'objectif qui est d'atténuer les effets environnementaux négatifs éventuels.

Par mesure d'atténuation courante, on entend une exigence technique ou une pratique, mise au point par l'industrie ou prescrite par un organisme gouvernemental, qui a été employée avec succès antérieurement et qui répond aux attentes de l'ONÉ.

L'ONÉ est d'avis qu'en ce qui concerne le projet à l'étude, si Keystone applique les critères de conception standard et mesures d'atténuation proposées dans sa demande, les engagements qu'elle a pris au cours de l'audience publique orale et met en œuvre les recommandations énoncées dans la section 6.5 du REEP, le projet n'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.

6.2.2 Analyse détaillée des effets environnementaux négatifs éventuels

Une analyse détaillée a été faite de chaque effet environnemental négatif éventuel qui est particulièrement préoccupant pour le public, nécessite des mesures spéciales d'atténuation ou de suivi, ou exige l'application de recommandations visant spécifiquement l'enjeu en question.

L'analyse précise ces mesures d'atténuation, la cote des critères utilisés pour évaluer l'importance des effets, les programmes de surveillance et/ou de suivi, les opinions de l'ONÉ et toutes les recommandations propres à des questions particulières.

6.2.2.1 Pâturages naturels, communautés écologiques rares, plantes rares et faune en Alberta

D'après la section 6.1	<ul style="list-style-type: none"> Perturbation des pâturages naturels, des communautés écologiques rares et des plantes rares
Contexte/enjeux	<p>Le tracé choisi traverserait environ 75,5 km de ZÉI, dont sept ZÉI provinciales et quatre ZÉI nationales (Silver Heights, prairie naturelle de l'île Grassy, Remount et canyon du Sud de la Saskatchewan); de plus, il traverserait approximativement 190 km de prairie naturelle et comprendrait l'aménagement d'une emprise totalement nouvelle sur 2,5 km.</p> <p>La prairie à fétuque est extrêmement vulnérable aux perturbations et à l'envahissement par des espèces non indigènes et il est difficile de la remettre en état, spécialement si elle est soumise au pacage intensif ou printanier. En outre, les communautés de fétuque scabre des plaines sont susceptibles de subir des changements de végétation. La prairie à fétuque nordique représente une des régions biogéographiques les plus menacées des plaines canadiennes. Elle n'occupe plus que cinq pour cent ou moins de l'aire qu'elle couvrait à l'origine.</p> <p>Dans une lettre datée du 3 avril 2007, Environnement Canada (EC) a recommandé de modifier les mélanges de semences proposées par Keystone en y ajoutant d'autres espèces d'herbacées non graminoides pour obtenir un meilleur équilibre, et d'utiliser des variétés indigènes locales, surtout aux endroits où le pipeline traverse de grandes étendues de prairie naturelle. EC a également noté qu'il pourrait être nécessaire d'acquérir les mélanges de semences requis à l'avance pour être certain qu'ils soient disponibles au moment des activités de remise en état. De plus, EC recommande que Développement durable des ressources Alberta (DDRA) soit consulté en matière d'ensemencement dans les zones de pâturages naturels qui relèvent de ce ministère.</p> <p>La station de pompage Bindloss – SP 9 se trouverait dans la ZÉI Remount, qui est une zone de pâturage naturel. Ce territoire représente une des plus grandes surfaces continues de prairie naturelle au Canada. On sait que des espèces aviaires répertoriées dans la LEP vivent à proximité de la station proposée. L'analyse hydraulique effectuée par Keystone a révélé que la SP 9 pourrait être déplacée d'environ 5 kilomètres en amont ou en aval de l'emplacement proposé. Dans une lettre datée du 1^{er} juin 2007, Keystone a soutenu qu'elle avait réexaminé le site proposé de la SP 9 et qu'elle le considérait encore comme l'emplacement optimal compte tenu des critères de sélection des sites des stations de pompage.</p> <p>Dans sa réponse à la DR 3.1, Keystone a déclaré que le choix de l'emplacement définitif de la SP 9 doit concilier les critères de sélection des sites, les caractéristiques hydrauliques du réseau ainsi que l'incidence éventuelle sur la faune et les mesures connexes d'atténuation de ces effets. Elle a ajouté que les oiseaux sont les seules espèces fauniques susceptibles d'être touchées par la construction et l'exploitation de la station de pompage et qu'elle s'attendait à ce que cet effet potentiel soit limité à la période de nidification et de reproduction.</p> <p>À l'audience orale, l'Office a demandé l'information suivante (engagement n° 1) :</p> <p><i>Fournir un examen comparatif de l'ensemble des facteurs, y compris l'analyse des coûts, les contraintes de conception et les compromis écologiques, associés au fait de placer la station de pompage Bindloss – SP 9 à l'extérieur de la ZÉI Remount, dans un endroit où l'effet sur l'environnement serait moindre.</i></p> <p>L'évaluation faite par Keystone de l'emplacement optimal de la station PS9 est décrite en plus amples détails dans sa réponse à l'engagement n° 1 daté du 19 juin 2007. Keystone a fourni une justification à l'égard de l'emplacement choisi pour la SP 9 qui tenait compte des compromis sur le plan des effets environnementaux que supposent les divers sites de recharge, par exemple : le besoin de surfaces supplémentaires dans des pâturages naturels pour l'aménagement de chemins d'accès et de lignes de transport d'électricité et la nécessité éventuelle d'ajouter une station de pompage supplémentaire pour répondre aux exigences hydrauliques du pipeline.</p>

Mesures d'atténuation	<p>L'ÉES, le PPE et les cartes-tracés environnementales décrivent les mesures d'atténuation générales de Keystone associées au projet.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Pas plus de 5 % de communautés rares à l'échelle de la province et de 1 % de communautés rares à l'échelle mondiale ne seraient perturbées. ▪ Des mesures d'atténuation propres aux pâturages naturels seraient incorporées dans le PPE. ▪ Consulter le ministère du Développement durable des ressources de l'Alberta (DDRA) et EC pour raffiner les plans d'atténuation et les mélanges de semences à inclure dans le PPE. ▪ Mettre en œuvre des mesures d'atténuation particulières pour réduire au minimum l'incidence d'espèces végétales et de mauvaises herbes non indigènes ou envahissantes dans les endroits qui abritent des plantes rares, consulter DDRA et EC pour qu'ils confirment l'à-propos des mesures et incorporer ces dernières dans le PPE et le plan de gestion de la végétation au cours de l'exploitation. ▪ Aux endroits où il existe des communautés écologiques rares et une végétation riveraine, prendre des mesures de gestion de la végétation uniquement pour réprimer la mauvaise herbe réglementée ou nuisible, ou pour des motifs de sécurité, si la végétation ligneuse empiète sur la tranchée. ▪ Pour ce qui concerne la SP 9, établir le calendrier de construction de manière à éviter la période sensible de nidification et d'élevage (approximativement du 15 avril au 31 juillet). ▪ Si c'est possible, prévoir les activités d'entretien en dehors des périodes de nidification. ▪ Si un chantier de construction se trouvait dans le voisinage de nids actifs, on prendrait les mesures suivantes : faire un relevé des nids avant la construction, exercer une surveillance des nids, établir des limites de vitesse, limiter le nombre de véhicules et de voyages. ▪ À la SP 9, forer sous l'emprise de l'ancienne voie ferrée et la route secondaire pour prévenir d'éventuels effets sur des espèces d'oiseaux répertoriées dans la LEP. ▪ Les calendriers de construction éviteraient la période de nidification et d'élevage pour éliminer tout risque de perturbation par le bruit. ▪ La LSEE énoncerait des exigences concernant la protection des espèces fauniques rares trouvées dans le voisinage de la SP 9, et leur application serait étendue à la période d'exploitation de la station. ▪ Au cours de l'exploitation de la SP 9, avoir périodiquement des séances d'orientation pour le personnel de la station de pompage afin de garantir qu'il comprend bien les exigences relatives à la protection des espèces fauniques rares. ▪ Keystone a proposé d'assurer un suivi et une surveillance pendant une période de deux ans après la construction afin de confirmer l'efficacité avec laquelle les mesures d'atténuation mises en place réduisent les effets environnementaux découlant de la construction et de l'exploitation de la SP 9.
Surveillance	▪ Mesures de surveillance requises aux termes du <i>Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres</i> de l'ONÉ.
Programme de suivi	L'ONÉ recommande d'établir un programme de gestion et de suivi des pâturages naturels pour expliciter les mesures d'atténuation qui doivent être appliquées pendant la construction et les détails du suivi à effectuer après la construction.
Opinion de l'ONÉ	<p>L'ONÉ se rend compte que les pâturages naturels représentent un écosystème rare en déclin et que les stratégies d'atténuation pourraient n'avoir qu'une efficacité limitée. Par conséquent, il pourrait s'imposer de prendre des approches adaptées qui s'inspirent d'un programme de suivi fondé sur des données scientifiques. En outre, le tracé pipelinier que Keystone a proposé, ainsi que la SP 9, seraient situés dans des régions écologiquement fragiles. Les conditions suivantes sont recommandées :</p> <p>Condition E – Soumettre pour approbation un programme de gestion et de suivi des pâturages naturels.</p>

	<p>Condition J – Présenter la confirmation qu'EC, le SCF et DDRA ont accepté les mélanges de semences.</p> <p>L'effet final souhaité des conditions précitées sera de permettre d'évaluer le programme de gestion et de suivi des pâturages naturels pour garantir que les engagements pris dans le cadre de la demande et au cours de toute réunion technique postérieure à l'approbation, telle que décrite ci-dessous, soient mis en œuvre pendant la construction et l'exploitation du pipeline dans les régions de pâturage naturel. Ces conditions visent également à assurer que d'autres organismes gouvernementaux responsables soient satisfaits des programmes et engagements en place avant le début de la construction.</p> <p>En cas d'approbation du projet, une réunion technique aurait lieu avec Keystone pour régler les détails définitifs du programme de gestion et de suivi des pâturages naturels, avant qu'ils soient soumis à l'approbation de l'ONÉ et avant le début de la construction.</p> <p>L'ONÉ est d'avis que parmi l'ensemble des solutions et options présentées par Keystone, le tracé choisi est celui qui entraînerait le moins d'effets environnementaux.</p>																				
Évaluation de l'importance	<table border="1" data-bbox="394 571 1207 731"> <thead> <tr> <th>Fréquence</th> <th>Durée</th> <th>Réversibilité</th> <th>Étendue géographique</th> <th>Ampleur</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Élevée</td> <td>Moyen terme</td> <td>Réversible</td> <td>ZIP</td> <td>Moyenne</td> </tr> <tr> <td colspan="5">Effet négatif</td> </tr> <tr> <td colspan="5">N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.</td> </tr> </tbody> </table>	Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur	Élevée	Moyen terme	Réversible	ZIP	Moyenne	Effet négatif					N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.				
Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur																	
Élevée	Moyen terme	Réversible	ZIP	Moyenne																	
Effet négatif																					
N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.																					

Les critères d'importance sont définis dans le tableau 5.

6.2.2.2 Accidents et défaillances

D'après la section 6.1	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Introduction de contaminants et d'autres substances nocives ▪ Pénétration de pétrole brut dans le sol, l'eau et les terres humides à la suite de fuites ou de ruptures sur le pipeline
Contexte/enjeux	<p>Keystone propose de construire un nouveau tronçon de 361 km de canalisations de 762 mm (30 po) et un nouveau tronçon de 10 km de canalisations de 864 mm (34 po) en Alberta et au Manitoba, et de convertir du service de transport de gaz naturel au service pétrolier 864 km de canalisations existantes de 864 mm (34 po) situées en Saskatchewan et au Manitoba. Dans le cadre du projet, Keystone propose d'effectuer trois franchissements de cours d'eau par la méthode du FDH et cinq franchissements de cours d'eau sans tranchée, pour un total de 8 franchissements de cours d'eau sans tranchée.</p> <p>Sont examinés ci-après les accidents et défaillances qui pourraient survenir pendant les étapes de la construction, de l'exploitation, de la désaffection et de la cessation de l'exploitation des installations liées au projet :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Défaillance de l'équipement et déversement accidentel de matières dangereuses, p. ex. carburant, lubrifiants, agents de refroidissement, etc. ▪ Rejet accidentel de boues au cours du FDH de cours d'eau; ▪ Défaillance du pipeline pendant l'exploitation entraînant le déversement de pétrole brut. <p>Pêches et Océans Canada (PEO) exige que Keystone établisse des plans de surveillance et d'intervention en cas d'urgence concernant les franchissements par FDH pour parer à tout rejet accidentel de boues qui surviendrait pendant l'exécution d'un franchissement sans tranchée, ainsi que des plans de secours à appliquer en cas d'échec du franchissement. De plus, Keystone procéderait à un examen géotechnique au cours de la conception du FDH pour réduire au minimum le risque de rejets accidentels de boues.</p> <p>Une défaillance du pipeline pendant l'exploitation pourrait entraîner le rejet de pétrole brut dans l'environnement. Keystone concevrait des programmes de gestion des risques de défaillance pipelière afin de prévenir ou de réduire au minimum tout effet environnemental potentiel d'un rejet de pétrole brut dans le cas de toutes les composantes biophysiques.</p>

	<p>Dans sa réponse à la DR 3.5, Keystone indique que l'emplacement des vannes a été déterminé au cours de la conception préliminaire en fonction des éléments environnementaux suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ terres humides et pâtures naturels ▪ cours d'eau ▪ eau potable ▪ aquifères peu profondes <p>La réponse à la DR 5.6 de Keystone contient le tableau 1 – <i>Valve Assemblies and Environmental Features for the Keystone Project</i> (assemblages de vannes du projet Keystone et éléments environnementaux. Ce tableau précise le type de vanne, son emplacement, les volumes prévus des rejets en cas de fuite ou de rupture (selon différentes variables) et les éléments sensibles du milieu naturel qui se trouvent à l'emplacement de la vanne ou à proximité. La modélisation des rejets effectuée pour le projet indique que, si une fuite ou une rupture se produisait sur le tronçon converti, plutôt que sur les nouveaux tronçons de pipeline, le volume déversé serait de 1,6 à 1,8 fois plus grand selon le produit (brut synthétique ou mélange lourd).</p> <p>En réponse à la DR 3.5, Keystone a indiqué que, pour améliorer la protection de l'environnement, elle a tenu compte des exigences suivantes dans la conception du pipeline et des systèmes de gestion proposés :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ mise en place d'un système de détection des fuites basé sur un modèle calculatoire et d'un système de télésurveillance et d'acquisition de données (SCADA) qui seraient contrôlés de façon constante à partir du centre de commande de l'exploitation de Keystone; ▪ mise en œuvre d'un programme de gestion de l'intégrité fondé sur le risque pour surveiller toutes les installations associées au pipeline et en garantir l'intégrité; ▪ élaboration et mise en œuvre de procédures destinées au centre de commande et de procédures d'exploitation sur le chantier; ▪ formation du personnel d'intervention d'urgence. <p>Dans l'éventualité peu vraisemblable où il se produirait une fuite ou une rupture sur le pipeline, Keystone se reporterait au plan d'intervention en cas d'urgence (PIU) et au programme de gestion de l'intégrité pour déterminer les mesures de protection du public et les mesures correctives qu'il y a lieu d'appliquer.</p>
Mesures d'atténuation	<p>Outre les mesures d'atténuation courantes qui sont prévues dans l'EES et le PPE au sujet d'une défaillance d'équipement ou d'un rejet accidentel de matières dangereuses, Keystone a arrêté les plans suivants pour parer à d'éventuels effets environnementaux : plan de gestion des déchets, plan de secours en cas de contamination du sol, plan de secours en cas d'échec d'un FDH et plan de secours en cas de déversement.</p> <p>Pour parer à un rejet accidentel de boues au cours d'un FDH, Keystone dresserait des plans de secours et d'intervention dictant le protocole à suivre pour la surveillance des travaux de construction, l'arrêt des travaux dans l'éventualité d'un rejet, le confinement et le nettoyage des fluides de forage et l'application des mesures d'atténuation requises.</p> <p>Keystone a proposé les mesures générales d'atténuation indiquées ci-après pour réduire au minimum les effets d'une fuite ou d'une rupture :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ pose de vannes de sectionnement télécommandées à un intervalle de distance nominal de 30 km, incluant les vannes de canalisation principale aux stations de pompage; ▪ pose de vannes supplémentaires, selon les conclusions de l'analyse des conséquences; ▪ conservation des assemblages de vanne d'origine sur la canalisation 100-1 s'ils conviennent pour le transport de fluides. <p>Dans sa réponse à la DR 5.6, Keystone a indiqué qu'elle prendrait les mesures suivantes pour prévenir et détecter d'éventuelles fuites et ruptures, y compris aux sources d'approvisionnement en eau potable, et en atténuer les effets :</p>

	<p><u>Prévention</u></p> <p>Les méthodes de conception et de construction du nouveau tronçon de pipeline comprendraient ce qui suit :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ contrôle de la qualité de la fabrication des tubes et du processus de revêtement; ▪ essai hydrostatique des joints des tubes en usine; ▪ gestion des travaux de construction et inspection du travail de l'entrepreneur chargé de la pose du pipeline; ▪ essai non destructif des soudures circonférentielles à chaque joint de tube; ▪ enrobage complet des soudures de joints sur le terrain pour garantir un revêtement continu du pipeline sur toute sa longueur; ▪ essai hydrostatique du pipeline terminé, conformément aux directives contenues dans la norme CSA Z662; ▪ mise en place de systèmes de protection cathodique; ▪ installation de systèmes automatisés de contrôle, de façon centrale et localement, pour garantir que le pipeline soit exploité en accord avec les paramètres de conception et les limites de pression prescrites.
	<p>Tel que Keystone l'a indiqué dans sa réponse à la DR 5.6, le programme de gestion de l'intégrité comprendrait ce qui suit :</p>
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ des inspections internes pour garantir la détection et la réparation proactive des défauts; ▪ la surveillance périodique du système de protection cathodique du pipeline; ▪ la surveillance constante de la qualité des produits; ▪ des patrouilles aériennes périodiques en hélicoptère ou en avion; ▪ un programme de sensibilisation des propriétaires fonciers/parties prenantes, comprenant des contacts périodiques; ▪ l'utilisation de marqueurs pour baliser le pipeline et de panneaux d'avertissement pour signaler sa présence.
	<p><u>Détection</u></p>
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ système automatisé de détection des fuites sur le pipeline; ▪ commande du réseau pipelinier, y compris la surveillance de l'exploitation du réseau 24 h sur 24; ▪ programme de formation à l'intention des opérateurs pour assurer une intervention opportune en cas de fuite ou de rupture.
	<p><u>Atténuation</u></p>
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ pose et automatisation de vannes d'isolement à des endroits stratégiques pour limiter les volumes des déversements à des niveaux qui peuvent être maîtrisés convenablement grâce à l'exécution du PIU; ▪ mise en œuvre d'un PIU qui comprend : <ul style="list-style-type: none"> ▪ des ressources prédéterminées placées stratégiquement le long du tracé pour permettre de réagir à une fuite ou une rupture identifiée dans l'analyse des rejets; ▪ la mise en application de plans améliorés propres aux sites pour réduire au minimum l'incidence sur les principaux éléments environnementaux dans diverses conditions de température; ▪ la notification opportune des parties prenantes : propriétaires fonciers, organismes d'intervention d'urgence locaux et responsables gouvernementaux; ▪ formation et exercices d'entraînement périodiques concernant l'exécution du PIU.
	<p>Surveillance</p>
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mesures de surveillance requises aux termes du <i>Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres</i> de l'ONÉ.
	<p>Opinion de l'ONÉ</p>
	<p>L'ONÉ remarque que Keystone a proposé divers moyens d'atténuation pour réduire l'incidence éventuelle d'un accident ou d'une défaillance. Étant donné qu'un déversement ou une défaillance qui surviendrait dans une région écologiquement fragile, ou un cours d'eau, serait particulièrement lourd de conséquences, il est recommandé d'assortir toute</p>

	<p>approbation accordée à Keystone par l'ONÉ de conditions qui permettraient à l'Office de s'assurer que des mesures d'atténuation appropriées, propres à chaque site, seraient définies.</p> <p>Condition D – Déposer un plan d'intervention d'urgence (PIU) qui précise l'emplacement des régions écologiquement fragiles et des vannes.</p> <p>Condition P – Déposer un PIU concernant les essais sous pression.</p> <p>Condition N – Déposer un plan d'exécution du forage pour les FDH.</p> <p>Ces conditions auraient pour but de faciliter l'évaluation et la vérification par l'Office des méthodes d'urgence de Keystone de façon à ce qu'elles tiennent compte de la sécurité des personnes et de la protection des biens et de l'environnement dans l'éventualité d'un incident ou d'une défaillance.</p> <p>L'ONÉ juge que les mesures d'atténuation proposées par Keystone, jumelées au respect des conditions ci-dessus, suffiront à réduire au minimum les effets environnementaux découlant d'accidents et défaillances liés à la construction et à l'exploitation du projet.</p>																				
Évaluation de l'importance	<table> <thead> <tr> <th>Fréquence</th> <th>Durée</th> <th>Réversibilité</th> <th>Étendue géographique</th> <th>Ampleur</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Élevée</td> <td>Moyen terme</td> <td>Réversible</td> <td>ZÉR</td> <td>Élevée</td> </tr> <tr> <td colspan="5">Effet négatif</td></tr> <tr> <td colspan="5">N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.</td></tr> </tbody> </table>	Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur	Élevée	Moyen terme	Réversible	ZÉR	Élevée	Effet négatif					N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.				
Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur																	
Élevée	Moyen terme	Réversible	ZÉR	Élevée																	
Effet négatif																					
N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.																					

Les critères d'importance sont définis dans le tableau 5.

6.2.2.3 Préservation et remise en état de la végétation indigène

D'après la section 6.1	<ul style="list-style-type: none"> Perturbation des pâturages naturels, des communautés écologiques rares et des plantes rares Introduction de plantes ou de mauvaises herbes non indigènes ou envahissantes
Contexte/enjeux	<p>Keystone a inclus l'information suivante dans l'ÉES.</p> <p>L'agriculture a eu un gros impact sur la végétation indigène des plaines, à tel point que la prairie naturelle a presque complètement disparu de la région. Dans les prairies, les zones riveraines ne couvrent que de 1 à 2 % du territoire total et il ne reste plus que de minuscules aires de végétation indigène, situées principalement dans les zones riveraines de ruisseaux et de rivières. Le projet Keystone comporte 40 franchissements proposés de cours d'eau au Manitoba et il subsiste de la végétation indigène à certains de ces points de franchissement, c.-à-d. arbres, arbustes, graminées et plantes rares.</p> <p>Les îlots de végétation indigène qui restent au Manitoba sont particulièrement vulnérables aux effets d'une fragmentation supplémentaire. La perte de plantes rares, même en très petit nombre, pourrait mettre en cause la viabilité des populations provinciales ou nationales. La plupart des pipelines installés au Manitoba sont voisins de pipelines existants, mais, dans le cas présent, il s'agirait de construire 20 km de nouvelles canalisations non contigües à des pipelines en place.</p> <p>Les aires adjacentes aux cours d'eau sont également sensibles à la fragmentation, car elles servent de corridors pour les propagules végétales, de même que pour les insectes, les oiseaux et les mammifères. Elles sont essentielles à la pollinisation, la dissémination des graines et l'herbivorie, outre qu'elles procurent un habitat vital pour le poisson et les amphibiens. De plus, l'introduction et la propagation d'espèces végétales non indigènes et envahissantes pendant l'exploitation du pipeline pourraient avoir des conséquences sur la diversité des espèces.</p> <p>L'ÉES indique que les méthodes d'exploitation de Keystone au Manitoba auraient des effets sur des communautés arbustives et boisées ayant une grande valeur écologique et que des communautés écologiques rares pourraient être affectées étant donné que les</p>

	<p>arbres ou les arbustes indigènes qui se rétabliraient dans la zone de l'emprise seraient soumis à certaines mesures de gestion. De plus, l'ÉES indique que, dans les zones riveraines au Manitoba, les mesures de répression de la végétation pendant l'exploitation risquent de réduire la disponibilité d'habitat pendant toute la vie utile du projet.</p> <p>Comme elle l'a mentionné en réponse à la DR 3.7, Keystone propose d'employer une méthode de franchissement sans tranchée pour traverser tous les cours d'eau ayant une grande valeur écologique pour la faune, en raison de la présence d'espèces répertoriées dans la LEP. Toujours en réponse à la DR 3.7, Keystone a relevé six cours d'eau à franchir qui présentent une grande valeur écologique et a fait une analyse des effets des travaux dans le cas de chacun. Keystone propose de traverser six des cours d'eau en employant une méthode sans tranchée, fait qu'elle a confirmé à l'audience publique, le 7 juin 2007, soit les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • la rivière Boyne (BK 1174.25, 1174.35, 1174.39); • le ruisseau Shannon (BK 1201.25); • le ruisseau Deadhorse (BK 1205.1); • un cours d'eau sans nom (BK 1217.4); • un cours d'eau sans nom (BK 1219.73); • le ruisseau Buffalo, BK 1232.86 <p>Keystone a mentionné que les travaux de préparation de l'emprise, comme le décapage de la couche végétale et le terrassement et, dans une faible mesure, l'enlèvement de la végétation ligneuse sur des sites choisis en Alberta, pourraient entraîner une réduction de la végétation indigène commune. L'appauvrissement de communautés d'une grande valeur écologique ou de communautés considérées comme rares peut entraîner une réduction de la diversité ou une perte de diversité.</p> <p>Keystone a indiqué dans l'ÉES que des méthodes mécaniques de gestion de la végétation pourraient être utilisées sur l'emprise du pipeline pendant l'exploitation sur une largeur totale d'au plus 10 m. L'ÉES précise également que la maîtrise de la végétation peut altérer l'habitat des espèces rares observées, qui sont actuellement des espèces de sous-bois (les plantes rares présentes étaient toutes des plantes de sous-bois). L'ÉES souligne, en outre, qu'il pourrait y avoir des effets sur des communautés arbustives et boisées ayant une grande valeur écologique et que des communautés écologiques rares pourraient être affectées étant donné que les arbres ou arbustes indigènes qui se rétabliraient dans la zone de l'emprise pourraient être soumis à des mesures de gestion de la végétation pendant l'exploitation du pipeline.</p> <p>Keystone a soutenu qu'elle aurait recours à des mesures de gestion de la végétation uniquement pour réprimer des mauvaises herbes réglementées ou nuisibles ou pour des motifs de sécurité, si la végétation ligneuse empiétait sur la tranchée.</p>
Mesures d'atténuation	<p>Outre les méthodes d'atténuation courantes mentionnées dans l'ÉES et le PPE, Keystone a proposé d'autres moyens d'atténuation dans sa réponse à la DR 3.7 à l'égard des cours d'eau au Manitoba ayant une grande valeur écologique. Ces mesures visaient à :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ prévenir la perte d'espèces particulières de plantes rares et d'individus dans la population de grenouilles léopard; ▪ élaborer des plans de construction et d'atténuation propres à chaque site afin de récupérer des plantes, réduire l'étendue des travaux de déboisement et de terrassement, réduire la largeur de l'emprise, limiter l'accès des véhicules et mettre en place un plan proactif de mesures correctives. <p>En ce qui touche la préservation des espèces de plantes rares présentes le long de la nouvelle emprise pipelière, Keystone a fait état des mesures suivantes dans la réponse à la DR 5.4 :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ marquer clairement tous les endroits où il y a des plantes rares; ▪ décapier seulement sur la largeur de la tranchée aux endroits marqués; ▪ débarrasser les engins de construction de toute matière végétale;

	<ul style="list-style-type: none"> réduire l'espace de travail temporaire supplémentaire; réduire l'étendue du terrassement; s'assurer qu'il n'y a pas de graines de mauvaises herbes dans les mélanges de semences; prendre les mesures correctives voulues après le nettoyage final dès que les conditions météorologiques et environnementales le permettront; limiter la circulation des véhicules et des engins après l'application des mesures correctives; installer des clôtures d'exclusion pour empêcher le bétail de brouter; assurer une surveillance postérieure à la construction pour évaluer le succès des mesures prises et repérer les endroits où des correctifs s'imposent; dresser un plan de gestion de la végétation de concert avec DDRA et EC. 																				
Surveillance	<ul style="list-style-type: none"> Mesures de surveillance requises aux termes du <i>Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres de l'ONÉ</i>. 																				
Opinion de l'Office	<p>L'ONÉ se préoccupe de la préservation de la végétation riveraine et des pâturages naturels, et de la possibilité que des espèces de plantes envahissantes introduites en raison des activités du projet supplantent la végétation indigène. Les conditions recommandées suivantes permettraient d'atténuer ces préoccupations.</p> <p>Condition B – Déposer la liste de suivi des engagements environnementaux.</p> <p>Condition C – Déposer une mise à jour du PPE qui incorpore tous les engagements pris.</p> <p>Condition M – Préserver la végétation riveraine de cours d'eau choisis.</p> <p>Le résultat final souhaité des conditions précitées consiste à assurer que tous les engagements et exigences soient consignés, suivis et portés à la connaissance du personnel de construction, que toutes les mesures d'atténuation figurent dans la version définitive du PPE et que les zones de grande valeur écologique autour de cours d'eau choisis soient préservées.</p>																				
Évaluation de l'importance	<table> <thead> <tr> <th>Fréquence</th> <th>Durée</th> <th>Réversibilité</th> <th>Étendue géographique</th> <th>Ampleur</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Élevée</td> <td>Moyen terme</td> <td>Réversible</td> <td>ZIP</td> <td>Moyenne</td> </tr> <tr> <td>Effet négatif</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td colspan="5">N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.</td> </tr> </tbody> </table>	Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur	Élevée	Moyen terme	Réversible	ZIP	Moyenne	Effet négatif					N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.				
Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur																	
Élevée	Moyen terme	Réversible	ZIP	Moyenne																	
Effet négatif																					
N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.																					

Les critères d'importance sont définis dans le tableau 5.

6.2.2.4 Poisson et habitat du poisson

D'après la section 6.1	<ul style="list-style-type: none"> Détérioration, perturbation ou destruction de l'habitat du poisson (y compris la végétation riveraine) causée par la pose du pipeline et l'accès
Contexte/enjeux	<p>Le choix de la méthode de franchissement d'un cours d'eau a reposé sur l'évaluation d'un certain nombre de facteurs, comme c'est indiqué dans la réponse à la DR 3.7, notamment :</p> <ul style="list-style-type: none"> le risque d'effets négatifs sur le poisson et son habitat; l'établissement de calendriers de construction qui évitent les périodes de restriction des activités dans le lit de cours d'eau; l'espace disponible pour construire le franchissement; la capacité de remettre en état le site de franchissement et la zone riveraine qui y est associée; des considérations géotechniques.
Mesures d'atténuation	Des mesures d'atténuation courantes ont été énoncées dans l'ÉES de Keystone, les fiches de renseignements détaillées sur les cours d'eau et le PPE.
Surveillance	<ul style="list-style-type: none"> Mesures de surveillance requises aux termes du <i>Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres de l'ONÉ</i>.

<p>Opinion de l'ONÉ</p>	<p>Keystone s'est engagée de manière adéquate à protéger le poisson et l'habitat du poisson au cours de la construction et de l'exploitation du projet. Cependant, Keystone n'a pas déposé les détails de la conception définitive des franchissements aux principaux cours d'eau, ni les détails de la remise en état des cours d'eau particulièrement sensibles. Le tableau 5.0 de l'annexe 11-2 de l'ÉES indique que PEO exige l'établissement de plans de secours détaillés pour les endroits où des franchissements par FDH doivent être exécutés. Ces renseignements sont également nécessaires pour garantir que la conception, la mise en œuvre, les plans de secours et les mesures de remise en état répondent aux attentes de l'ONÉ en ce qui concerne les cours d'eau.</p> <p>Keystone s'est engagée à fournir les précisions voulues au sujet des procédures de franchissement par FDH, des calendriers, des imprévus, des méthodes de franchissement de rechange, des échéanciers et des mesures de secours, c'est-à-dire les éléments d'information indiqués comme étant « en attente ».</p> <p>Pour que l'ONÉ puisse s'assurer que les méthodes de conception et de mise en œuvre, les plans de secours et les mesures de remise en état des cours d'eau répondent à ses attentes, il faut que Keystone lui fournisse des renseignements détaillés sur les franchissements de cours d'eau importants et les franchissements par la méthode du FDH, des mises à jour des fiches de renseignements sur les cours d'eau (le cas échéant) et tous les engagements donnés à PEO relativement aux franchissements de cours d'eau.</p> <p>Condition H – Déposer le plan de compensation relatif aux cours d'eau exigé par PEO.</p> <p>Condition L – Fournir à l'avance les dates de creusement aux points de franchissement de cours d'eau.</p> <p>Condition N – Déposer un plan d'exécution du forage pour les FDH.</p> <p>Condition O – Déposer les renseignements sur toute substitution de la méthode du FDH par une autre méthode de franchissement.</p> <p>En cas d'approbation du projet, l'ONÉ organiserait une réunion technique avec Keystone et PEO pour régler les détails des mesures d'atténuation et de remise en état avant que le PPE définitif soit soumis à son approbation et avant le début de la construction.</p>																				
<p>Évaluation de l'importance</p>	<table border="1" data-bbox="348 1031 1228 1219"> <thead> <tr> <th>Fréquence</th> <th>Durée</th> <th>Réversibilité</th> <th>Étendue géographique</th> <th>Ampleur</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Modérée</td> <td>Moyen terme</td> <td>Réversible</td> <td>ZÉL</td> <td>Moyenne</td> </tr> <tr> <td>Effet négatif</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td colspan="5">N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.</td> </tr> </tbody> </table>	Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur	Modérée	Moyen terme	Réversible	ZÉL	Moyenne	Effet négatif					N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.				
Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur																	
Modérée	Moyen terme	Réversible	ZÉL	Moyenne																	
Effet négatif																					
N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.																					

Les critères d'importance sont définis dans le tableau 5.

6.2.2.5 Faune et habitat de la faune

<p>D'après la section 6.1</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Perte de fonctions des terres humides et perte d'habitat terrestre et aquatique dans les zones de terres humides ■ Perturbation des oiseaux nicheurs ■ Perturbation d'espèces d'amphibiens répertoriées dans la LEP et de leur habitat ■ Perturbation d'espèces d'oiseaux répertoriées dans la LEP ou ayant un statut particulier ■ Perturbation d'espèces de mammifères répertoriées dans la LEP ou ayant un statut particulier ■ Perturbation de reptiles et d'amphibiens à statut particulier
<p>Contexte/enjeux</p>	<p>L'ÉES de Keystone décrit les effets généraux de la construction du pipeline sur les terres humides. L'évaluation précise que les terres humides sont une source importante de diversité végétale, animale et aviaire, et qu'une grande proportion des terres humides qui ont fait l'objet de relevés recelaient des plantes rares, des habitats importants pour certains stades du cycle biologique des oiseaux migrateurs et des habitats essentiels pour la survie d'espèces d'amphibiens répertoriées dans la LEP.</p>

	<p>Keystone a déclaré que, en raison de l'étendue de l'emprise et du déboisement requis, le régime hydrologique pourrait être modifié localement et ceci pourrait avoir des effets considérables sur les terres humides éphémères, temporaires ou autres. L'ÉES précise également, pour ce qui concerne les crapauds et les grenouilles, que la construction du pipeline à travers des terres humides éphémères ou temporaires pourrait entraîner une perte d'habitat irréversible pour ces espèces étant donné qu'elle nuit à l'écoulement local des eaux superficielles et/ou souterraines et influe sur le régime hydrologique de la terre humide touchée.</p> <p>Il est recommandé dans l'ÉES qu'une méthode de construction sans tranchée soit utilisée dans les cas où l'emprise rencontre des zones riveraines ou des terres humides et qu'il est impossible d'en modifier le tracé (réalignement), afin de réduire la mortalité potentielle et de prévenir la destruction de l'habitat des amphibiens.</p> <p>Dans la réponse à la DR 3.6, Keystone a déclaré que d'autres travaux sur le terrain étaient prévus en avril 2007 pour fixer les limites de l'emprise pipelinière par rapport aux terres humides dans lesquelles des espèces d'amphibiens répertoriées dans la LEP ont été observées ou sont susceptibles de survenir. De plus, Keystone s'est engagée à consulter DDRA et le Service canadien de la faune (SCF) pour établir s'il est nécessaire de prendre des mesures d'atténuation supplémentaires, dont l'évitement de l'habitat de terre humide.</p> <p>Dans sa réponse à la DR 5.7, Keystone a indiqué qu'elle reconnaît l'importance de la politique fédérale en matière de conservation des terres humides, ainsi que des buts et stratégies s'y rapportant, et qu'elle a respecté l'objectif voulant qu'il n'y ait aucune perte nette de fonctions de terre humide en évitant carrément les terres humides ou, lorsque c'était impossible, en adoptant des stratégies d'atténuation axées sur la conservation des sols et le rétablissement naturel.</p> <p>À l'heure actuelle, le PPE et les cartes-tracés environnementales ne reflètent pas toutes les recommandations en matière d'atténuation qui sont contenues dans l'ÉES.</p>
Mesures d'atténuation	<p>Dans la réponse à la DR 3.6, Keystone a soutenu que d'autres travaux sur le terrain étaient prévus en avril 2007 pour fixer les limites de l'emprise pipelinière par rapport aux terres humides dans lesquelles des espèces d'amphibiens répertoriées dans la LEP ont été observées ou sont susceptibles de survenir. Les résultats des travaux sur le terrain seront utilisés pour déterminer, de concert avec DDRA et le SCF, s'il est nécessaire de prendre des mesures d'atténuation supplémentaires, dont l'évitement de l'habitat de terre humide.</p> <p>Keystone s'est engagée à incorporer dans le PPE et les cartes-tracés environnementales toutes les mesures d'atténuation ayant trait à chacun des sites choisis.</p>
Surveillance	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mesures de surveillance requises aux termes du <i>Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres de l'ONÉ</i>.
Opinion de l'ONÉ	<p>L'ONÉ reconnaît qu'il existe une possibilité que le projet cause des perturbations à des espèces visées par la LEP, à des espèces à statut particulier et à des oiseaux protégés en vertu de la <i>Loi sur la convention concernant les oiseaux migrateurs</i>. De plus, Keystone doit effectuer d'autres relevés sur le terrain avant d'arrêter les mesures d'atténuation définitives. Par ailleurs, Keystone ne s'est pas engagée explicitement à éviter les terres humides et les cours d'eau fréquentés par des espèces d'amphibiens répertoriés dans la LEP, tel qu'il a été recommandé dans l'ÉES et par les autres organismes gouvernementaux.</p> <p>Il serait recommandé d'assortir de conditions toute approbation accordée à Keystone pour s'assurer que les espèces en péril bénéficieront d'une protection convenable et confirmer que des consultations suffisantes ont eu lieu avec EC, le SCF et DDRA au sujet des mesures d'atténuation appropriées.</p> <p>Condition I – Déposer les mesures d'atténuation visant les espèces d'amphibiens en péril.</p> <p>Condition K – Effectuer un relevé des oiseaux nicheurs si des travaux de construction se</p>

	dérouleront pendant la période de restriction des activités. En cas d'approbation du projet, l'ONÉ ménagerait une réunion technique avec Keystone pour régler les détails des mesures d'atténuation avant le dépôt du PPE définitif et avant le début de la construction.				
Évaluation de l'importance	Fréquence Modérée Effet négatif	Durée Moyen terme	Réversibilité Irréversible	Étendue géographique ZÉL	Ampleur Élevée

Les critères d'importance sont définis dans le tableau 5.

6.2.2.6 Formation et compétences en matière d'environnement

D'après la section 6.1	<ul style="list-style-type: none"> Mise en œuvre de mesures d'atténuation pour contrer les effets environnementaux négatifs éventuels relevés à la section 6.1
Contexte/enjeux	<p>Keystone a fourni des renseignements généraux dans le PPE sur ce que seraient les exigences en matière de compétences, les attributions et la formation du personnel pour garantir la conformité aux exigences environnementales. L'ÉES indique que l'inspecteur en environnement fournirait des avis au sujet des décisions importantes ou des lignes d'action à prendre face à des conditions environnementales majeures inattendues.</p> <p>Dans la réponse à la DR 3.9, Keystone a précisé que les titres de compétence suivants seraient exigés des inspecteurs en environnement :</p> <ul style="list-style-type: none"> grade universitaire en sciences naturelles les candidats munis d'un diplôme d'études collégiales ou d'un certificat technique seront pris en considération s'ils présentent d'excellentes qualités relativement aux trois autres catégories; agencement équivalent d'études et d'expérience; les chefs inspecteurs en environnement devraient posséder au moins cinq ans d'expérience directe dans le domaine. <p>En réponse à la DR 3.9, Keystone a indiqué qu'un programme de formation interne exhaustif sera offert à tout le personnel préposé aux inspections environnementales et tout autre spécialiste des ressources environnementales, le cas échéant.</p> <p>Dans sa réponse à la DR 3.9, Keystone ne mentionne pas la formation en matière d'environnement qui serait donnée au personnel de l'entrepreneur en construction, ni la façon dont elle évaluerait la compétence des travailleurs pour s'assurer de respecter les engagements qu'elle a pris au chapitre de la protection de l'environnement.</p> <p>Keystone a fourni des renseignements généraux dans le PPE sur ce que seraient les exigences en matière de compétences, les attributions et la formation du personnel pour garantir la conformité aux exigences environnementales. L'ÉES indique que l'inspecteur en environnement fournirait des <u>avis</u> au sujet des décisions importantes ou des lignes d'action à prendre face à des conditions environnementales majeures inattendues.</p> <p>Dans la DR 3.9, l'Office a prié Keystone de définir les pouvoirs dont les inspecteurs en environnement et le personnel concerné sur le chantier seraient investis pour mener à bien les engagements environnementaux, et leurs liens hiérarchiques respectifs. En réponse à cette demande de renseignements, Keystone a indiqué que l'inspecteur en environnement aura la responsabilité générale d'assurer que l'ensemble des engagements, promesses et conditions d'approbation ayant trait à l'environnement soient respectés et de veiller à ce que le travail soit accompli conformément aux règlements environnementaux pertinents ainsi qu'aux politiques, procédures et prescriptions de Keystone.</p>

	<p>Keystone a également indiqué dans la réponse à la DR 3.9 qu'il incombera à l'inspecteur en environnement de signaler tout cas de non-conformité, p. ex. écart ou modification par rapport aux mesures approuvées, au directeur de la construction.</p> <p>Au cours de l'audience publique, Keystone s'est engagée à déposer le contenu de la formation environnementale qui serait offerte au personnel de construction, un exposé des pouvoirs dont seraient dotés les inspecteurs en environnement travaillant au projet et une description du processus de résolution en cas de désaccord au sujet de la mise en œuvre des mesures d'atténuation environnementales.</p>																				
Opinion de l'ONÉ	<p>L'ONÉ se demande si l'inspecteur en environnement aurait assez de pouvoirs pour prendre les actions requises afin de garantir la conformité aux exigences environnementales et si le personnel de construction serait muni d'une formation suffisante pour mettre en œuvre les mesures d'atténuation des effets environnementaux.</p> <p>L'ONÉ s'attend à ce que Keystone s'acquitte de ses engagements avant le début de la construction. Le résultat final souhaité est de confirmer que Keystone a en place un plan convenable pour communiquer le PPE, les engagements en matière d'environnement et les conditions d'approbation aux travailleurs sur le chantier.</p> <p>L'ONÉ est d'avis que si Keystone dépose un plan de formation et de communication adéquat, elle serait en mesure d'assurer la protection de l'environnement de manière appropriée.</p>																				
Évaluation de l'importance	<table> <thead> <tr> <th>Fréquence</th> <th>Durée</th> <th>Réversibilité</th> <th>Étendue géographique</th> <th>Ampleur</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Modérée</td> <td>Court terme</td> <td>Réversible</td> <td>ZIP</td> <td>Moyenne</td> </tr> <tr> <td>Effet négatif</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td colspan="5">N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.</td> </tr> </tbody> </table>	Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur	Modérée	Court terme	Réversible	ZIP	Moyenne	Effet négatif					N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.				
Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur																	
Modérée	Court terme	Réversible	ZIP	Moyenne																	
Effet négatif																					
N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.																					

Les critères d'importance sont définis dans le tableau 5.

6.2.2.7 Ressources patrimoniales et paléontologiques

Contexte/enjeux	<p>Keystone a mené une évaluation des ressources patrimoniales et paléontologiques parce qu'il a été déterminé que la réalisation du projet envisagé causerait la modification ou la destruction d'artefacts ainsi que de vestiges et de contextes culturels.</p> <p>Un examen de base a été fait dans chaque province en consultant les bases de données locales et régionales. Pour compléter cette information, Keystone a effectué une évaluation de l'incidence sur les ressources patrimoniales pour les portions albertaine et manitobaine du projet et les nouveaux emplacements d'installations proposés en Saskatchewan.</p> <p>Tel qu'exigé, les rapports voulus ont été communiqués aux autorités provinciales responsables des ressources patrimoniales et paléontologiques pour obtenir l'autorisation d'aller de l'avant avec le projet.</p>
Mesures d'atténuation	<p>Si des ressources historiques ou paléontologiques non découvertes antérieurement étaient mises au jour sur l'emprise ou sur le site d'une installation pendant la construction, tous les travaux cesseraient dans le secteur jusqu'à ce que l'inspecteur en environnement et les experts en culture/paléontologie soient avisés de la découverte. Les travaux ne reprendraient qu'une fois qu'on aurait avisé les services provinciaux compétents chargés des ressources culturelles et historiques et pris les mesures appropriées.</p> <p>Si les autorités provinciales l'exigent, des études complémentaires seront effectuées sur le terrain au printemps 2007 pour cerner les exigences détaillées concernant l'atténuation.</p> <p>Keystone ne pourrait entamer les travaux de construction avant que les autorités provinciales de la Saskatchewan et du Manitoba donnent le feu vert au projet.</p>

	<p>En ce qui touche les ressources patrimoniales en Alberta, Keystone a obtenu l'autorisation d'aller de l'avant en vertu de la <i>Historical Resources Act</i> de l'Alberta, autorisation qui s'assortit des conditions suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ éviter ou étudier plus à fond les sites historiques éventuellement touchés; ▪ mener un programme de sondages à grande profondeur dans les secteurs à fort potentiel archéologique pour déterminer s'ils renferment des matériaux culturels profondément enfouis; ▪ exécuter un programme de surveillance de la construction pendant le creusement de la tranchée du pipeline dans des zones à forte sédimentation qui peuvent receler des matériaux culturels profondément enfouis ainsi qu'aux points d'entrée et de sortie des forages dirigés; ▪ confiner les travaux de construction aux limites de l'emprise; ▪ une autorisation supplémentaire serait requise si le périmètre au sol des installations était modifié; ▪ signaler toute autre ressource archéologique ou paléontologique ou tout site historique trouvé pendant les travaux de construction ou de remise en état. <p>Pour ce qui est des ressources paléontologiques en Alberta, l'autorisation d'exécuter le projet a été accordé en vertu de la <i>Historical Resources Act</i> de l'Alberta, à la condition qu'un programme de surveillance de la construction soit en place et qu'un programme d'inspection préalable à la construction soit mené à trois endroits : le franchissement dans la vallée de la rivière Saskatchewan Sud, le franchissement dans la vallée de la rivière Red Deer et le ruisseau Sounding, où des graviers glaciaires et/ou la formation Bearpaw sont présents. De plus, si des ressources du substratum rocheux et/ou des ressources paléontologiques étaient trouvées pendant la construction, il faudrait en aviser les autorités provinciales.</p>																				
Surveillance	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keystone s'est engagée à faire surveiller les travaux de construction par un archéologue compétent aux endroits où le sous-sol pourrait receler des ressources. ▪ Les autorités provinciales pourraient exiger des mesures de surveillance précises. 																				
Opinion de l'Office	<p>L'Office constate que Keystone a transmis des rapports aux autorités provinciales responsables des ressources patrimoniales en Saskatchewan et au Manitoba, mais qu'elle n'a pas encore reçu de lettres d'autorisation de leur part. Afin d'assurer que toute mesure d'atténuation recommandée par ces autorités soit prise avant la construction, l'ONÉ recommande la condition suivante :</p> <p>Condition G – Déposer les lettres d'autorisation reçues des autorités provinciales de la Saskatchewan et du Manitoba au sujet des ressources patrimoniales et mettre en application les mesures d'atténuation voulues.</p>																				
Évaluation de l'importance	<table style="width: 100%; text-align: center;"> <thead> <tr> <th>Fréquence</th> <th>Durée</th> <th>Réversibilité</th> <th>Étendue géographique</th> <th>Amplitude</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Faible</td> <td>Long terme</td> <td>Irréversible</td> <td>ZIP</td> <td>Faible</td> </tr> <tr> <td colspan="5">Effet négatif</td> </tr> <tr> <td colspan="5">N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.</td> </tr> </tbody> </table>	Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Amplitude	Faible	Long terme	Irréversible	ZIP	Faible	Effet négatif					N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.				
Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Amplitude																	
Faible	Long terme	Irréversible	ZIP	Faible																	
Effet négatif																					
N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.																					

Les critères d'importance sont définis dans le tableau 5.

6.2.2.8 Usage des terres et des ressources à des fins traditionnelles

Contexte/enjeux	<p>À la lumière des consultations tenues auprès des groupes autochtones et compte tenu de l'emplacement du projet et de la nature des terres touchées, Keystone a déterminé que des études sur les usages traditionnels seraient de portée limitée. Jusqu'à présent, on n'a relevé aucune activité de type traditionnel qui serait perturbée par le projet.</p> <p>La Nation des Siksika a déclaré que le projet, étant donné son emplacement, aurait peu d'impact sur sa collectivité, ou pas du tout, d'après un examen cartographique de la zone</p>
------------------------	---

	<p>d'implantation. Un plan de travail a été arrêté de concert avec les Siksika pour effectuer un examen plus approfondi. Les Nations Dakota du Manitoba ont indiqué que les incidences du projet seraient vraisemblablement minimes puisque les terres situées dans la zone d'implantation sont principalement à vocation agricole et des propriétés privées. Les entretiens se poursuivent pour confirmer cette hypothèse.</p> <p>Pendant la partie orale de l'audience, Standing Buffalo a souligné que tout projet de construction a des répercussions sur leurs coutumes et croyances traditionnelles étant donné que toute la terre est sacrée. Elle a fait savoir que des sites utilisés à des fins traditionnelles se trouvent le long de l'emprise actuelle et de celle qui est proposée et qu'il faudrait un certain temps aux Aînés pour déterminer leur emplacement exact par rapport au pipeline.</p> <p>Keystone a accepté de poursuivre les rencontres avec Standing Buffalo et les Nations Dakota du Manitoba afin de discuter avec elles des sites sacrés de leur territoire qui pourraient être influés par le projet.</p> <p>Keystone a accepté de mettre toute étude complémentaire sur les ressources historiques à la disposition des collectivités autochtones afin d'obtenir leurs avis.</p>															
Mesures d'atténuation	<p>S'il ressort des consultations continues que des sites à usage traditionnel ou des activités traditionnelles seraient perturbés par la réalisation du projet, Keystone s'est engagée à ajuster les plans d'atténuation et à les déposer auprès de l'Office avant le début de la construction, dans le cadre de son PPE.</p>															
Opinion de l'Office	<p>L'Office fait remarquer que les terres requises pour le projet ont déjà été perturbées, qu'elles sont utilisées principalement à des fins agricoles et que seule une faible proportion d'entre elles appartiennent à l'État. L'Office constate en outre que Keystone a consulté des groupes autochtones de la zone d'implantation du projet et qu'aucun, à l'exception de Standing Buffalo, n'a manifesté de préoccupation quant à sa capacité de se livrer à des activités traditionnelles. L'Office prend note de l'engagement pris par Keystone et Standing Buffalo de discuter des incidences du projet et des mesures d'atténuation appropriées. À la lumière de la preuve présentée, il semble peu probable que l'usage actuel des terres et des ressources à des fins traditionnelles soit menacé par le projet et l'Office est convaincu que Keystone s'est engagée à mettre en œuvre et à déposer auprès de l'Office, dans le cadre du PPE, ses plans d'atténuation dans l'éventualité de toute incidence sur les activités ou sites d'usage à des fins traditionnelles qui pourrait ressortir des consultations qui se poursuivent.</p>															
Évaluation de l'importance	<table border="0"> <thead> <tr> <th data-bbox="418 1169 524 1197">Fréquence</th> <th data-bbox="606 1169 661 1197">Durée</th> <th data-bbox="740 1169 864 1197">Réversibilité</th> <th data-bbox="909 1169 1043 1234">Étendue géographique</th> <th data-bbox="1111 1169 1208 1197">Ampleur</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="437 1234 500 1262">Faible</td> <td data-bbox="579 1234 689 1262">Long terme</td> <td data-bbox="744 1234 854 1262">Irréversible</td> <td data-bbox="946 1234 992 1262">ZIP</td> <td data-bbox="1125 1234 1194 1262">Faible</td> </tr> <tr> <td colspan="2" data-bbox="396 1271 524 1299">Effet négatif</td><td colspan="3" data-bbox="396 1308 1180 1336">N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.</td></tr> </tbody> </table>	Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur	Faible	Long terme	Irréversible	ZIP	Faible	Effet négatif		N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.		
Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur												
Faible	Long terme	Irréversible	ZIP	Faible												
Effet négatif		N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.														

Les critères d'importance sont définis dans le tableau 5.

6.2.2.9 Exploitation des terres et des ressources

Contexte/enjeux	Le groupe des propriétaires fonciers de Kessler (GPK), localité située à proximité du projet en Alberta, est intervenu au cours de l'instance réglementaire. Le GPK a soulevé divers sujets de préoccupation, dont l'incidence du projet sur les opérations agricoles des propriétaires. Les Motifs de décision de l'Office traitent plus à fond de l'intervention du GPK.																				
Mesures d'atténuation	Keystone s'est engagée à prendre les mesures suivantes en réponse aux préoccupations soulevées : <ul style="list-style-type: none"> ▪ élaborer et mettre en œuvre un plan de gestion du bétail de concert avec les propriétaires fonciers; ▪ compte tenu des plans de rotation des pâturages de chaque propriétaire et en se fondant sur une compréhension commune du calendrier de construction proposé, élaborer des mesures pour garantir une utilisation continue et efficace des terres adjacentes à l'emprise à des fins de pacage; ▪ accorder une indemnisation raisonnable aux propriétaires pour compenser les inconvénients que leur causent la modification des activités de pacage, la perte de terrains de pacage, la perte de production agricole et les effets négatifs d'ordre commercial; ▪ collaborer avec les propriétaires fonciers pour déterminer la meilleure façon de traverser l'emprise à l'étape de l'exploitation; ▪ communiquer les plans de construction aux propriétaires intéressés et concevoir des mesures d'atténuation pour réduire au minimum la perturbation des opérations agricoles pendant la construction et les travaux de nettoyage. 																				
Opinion de l'Office	Eu égard aux enjeux soulevés par GPK qui doivent être pris en compte en vertu de la LCÉE, l'Office est convaincu que toutes les préoccupations ont été réglées. L'Office constate que Keystone s'est engagée à continuer de consulter les personnes et groupes touchés par le projet. L'Office encourage GPK à discuter directement avec Keystone de toute préoccupation qu'elle pourrait avoir à l'avenir concernant le projet.																				
Évaluation de l'importance	<table> <thead> <tr> <th>Fréquence</th> <th>Durée</th> <th>Réversibilité</th> <th>Étendue géographique</th> <th>Ampleur</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Élevée</td> <td>Moyen terme</td> <td>Réversible</td> <td>ZIP</td> <td>Faible</td> </tr> <tr> <td colspan="5">Effet négatif</td> </tr> <tr> <td colspan="5">N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.</td> </tr> </tbody> </table>	Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur	Élevée	Moyen terme	Réversible	ZIP	Faible	Effet négatif					N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.				
Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur																	
Élevée	Moyen terme	Réversible	ZIP	Faible																	
Effet négatif																					
N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.																					

Les critères d'importance sont définis dans le tableau 5.

6.3 Évaluation des effets cumulatifs

Contexte et méthodes

L'évaluation des effets cumulatifs diffère de l'évaluation classique des effets propres au projet en ce sens qu'elle a une portée géographique et temporelle plus étendue et qu'elle tient compte de l'existence d'autres ouvrages ou de la réalisation d'autres projets ou activités qui semblent n'avoir aucun rapport avec le projet considéré. La différence essentielle entre la détermination de l'importance des effets propres au projet et de celle des effets cumulatifs réside dans l'incidence d'autres ouvrages, projets ou activités. Ainsi, les effets cumulatifs supplémentaires découlant d'un projet peuvent être jugés importants lorsqu'on les envisage dans le contexte des effets associés à d'autres ouvrages, projets et activités.

Pour évaluer les effets cumulatifs, Keystone a dressé une liste des projets à inclure dans l'évaluation afin d'apprécier comment les effets du projet se conjuguent aux effets d'ouvrages

existants ou à ceux de projets ou d'activités à venir. Les effets cumulatifs associés à chaque ressource biophysique et socioéconomique sont examinés en détail dans les sections pertinentes de l'ÉES.

Sont exposées ci-après les constatations que Keystone a dégagées de son évaluation des effets cumulatifs, présentées selon les indicateurs utilisés dans l'évaluation :

- *Environnement atmosphérique* : Keystone prévoit que le projet pourrait être une source de contaminants atmosphériques communs (CAC) et de polluants atmosphériques dangereux (PAD) qui proviendraient des installations proposées de réservoirs opérationnels et de projets futurs proposés au terminal de Hardisty qui sont connus du public. L'ajout de ces contaminants pourrait hausser les concentrations actuelles de polluants associées aux opérations courantes et donc entraîner des effets cumulatifs du point de vue de la qualité de l'air dans la région environnante. Keystone a déclaré que, d'une manière générale, toutes les concentrations maximales au sol prévues de H₂S, de benzène et de mercaptans qui sont associées aux émissions déterminées selon le modèle seraient bien inférieures aux limites réglementaires de référence.
- *Environnement acoustique* : Keystone prévoit que les collecteurs et les pompes de surpression qu'Enbridge Midstream Inc. (Enbridge) se propose d'ajouter au complexe de Hardisty seront vraisemblablement la source de bruit la plus importante. Keystone a l'intention de se conformer aux exigences réglementaires provinciales, et les travaux d'agrandissement proposés par Enbridge devraient respecter le Guide 38 de l'Alberta Energy and Utilities Board (Guide). Ce Guide a pour but de prévenir les augmentations des niveaux de bruit, spécialement dans le cas de récepteurs fragiles, et de réduire au minimum les effets cumulatifs sur les niveaux sonores ambients. Keystone a déclaré que pour faire en sorte que le pipeline et les stations de pompage répondent aux exigences du Guide, le critère voulant que le niveau sonore n'excède pas 40 dBA à une distance de 1,5 km de l'installation serait respecté. Ce critère garantit que de nouveaux récepteurs implantés dans le voisinage de projets de développement énergétique ne soient pas indûment affectés.
- *Sols* : Keystone a recensé deux projets dont l'exécution pourrait chevaucher celle du présent projet, soit le pipeline Alberta Clipper proposé par Enbridge et l'agrandissement du terminal de réservoirs de Hardisty, un autre projet d'Enbridge. Keystone a déclaré que les effets cumulatifs se manifesteront seulement pendant la période de construction avec un retour aux niveaux de fond peu de temps après, pourvu que soient prises les mesures d'atténuation appropriées.
- *Végétation* : L'évaluation des effets résiduels sur des communautés écologiques rares propres au site exige de connaître précisément les périmètres au sol des projets en cause. Or, les renseignements sur la plupart des projets que Keystone envisageait d'inclure dans l'évaluation des effets cumulatifs (voir l'annexe 1 A de l'ÉES) ne sont pas disponibles à un tel niveau de détail. Ainsi, Keystone a évalué les effets résiduels locaux qui étaient réputés avoir une ampleur modérée à élevée et une durée allant de long terme à très long terme. Keystone a prédit que la construction occasionnerait une réduction de la superficie occupée par des communautés écologiques rares. La réduction de superficie prévue est de moins de 5 % dans la ZÉL et la ZÉR (ÉES, tableau 8-32) et elle entraînerait une diminution globale de la superficie de chaque communauté écologique rare touchée par le projet. Tel qu'il est exposé à la section 6.2.2.1 du présent rapport, Keystone a proposé des mesures pour atténuer

ces effets, et l'ONÉ recommande l'élaboration d'un programme de gestion et de suivi des pâtures naturels à exécuter pendant les étapes de la construction et de l'exploitation du projet.

- *Faune* : Keystone a soutenu que d'autres projets sont prévus dans la zone d'implantation du projet, mais que le seul dont on connaisse les détails avec assez de précision pour prédire des effets cumulatifs est l'aménagement proposé des lignes de transport d'électricité associées aux stations de pompage. Keystone a déclaré que les lignes de transport d'électricité peuvent présenter des dangers pour les rapaces, qui aiment se percher sur les poteaux électriques, et que la présence des lignes de transport d'électricité mentionnées ci-après aurait un effet potentiel sur la diversité des espèces fauniques : SP 7-Monitor (6,5 km); SP 9-Bindloss (14,4 km); SP 11-Cabri (40 km). Les mesures d'atténuation propres au projet que Keystone a proposées pour remédier à ces questions comprennent l'utilisation de réflecteurs sur les fils de garde des lignes de transport d'électricité dans les zones à fort potentiel de collisions aviaires (p. ex., franchissements de cours d'eau, près de terres humides ou des aire de repos et d'alimentation].
- *Hydrogéologie* : Keystone a prévu que le projet de parc de réservoirs marchand (PPRM) qu'Enbridge propose à Hardisty aurait le potentiel d'interagir avec son propre projet et avec l'environnement de la rivière Battle, qui se trouve à proximité. Le PPRM consiste à construire 18 réservoirs de pétrole brut ayant une capacité nominale totale de 7,5 millions de barils. Dans l'éventualité d'un déversement non confiné le site du PPRM, Keystone a prévu que les hydrocarbures pénétrant sous la surface du sol suivraient la surface de la nappe libre jusqu'à la zone de sortie de l'eau souterraine, qui se trouve le long de la rivière Battle. Keystone a conclu que, parce que les hydrocarbures flottent sur l'eau, cet effet serait isolé hydrauliquement d'un incident semblable au PPRM se produisant sur la rive ouest de la rivière Battle. Par conséquent, Keystone a soutenu que le projet ne comporterait pas d'effets cumulatifs sur l'eau souterraine.
- *Pêches* : Keystone a déclaré qu'après avoir examiné d'autres projets en cours, ou annoncés, dans la ZÉR, elle a déterminé qu'il n'y avait aucun autre projet pertinent du point de vue de l'évaluation des effets cumulatifs sur le poisson ou sur la capacité productive de l'habitat dans les ZIR associées aux segments du projet en Alberta et au Manitoba.
- *Ressources patrimoniales* : Keystone a déterminé que d'autres projets associés au pétrole et au gaz, à la construction de routes, à des travaux de recherche et à des activités agricoles pourraient entraîner des effets cumulatifs sur les ressources patrimoniales, mais que de tels effets seraient minimes. Elle a affirmé qu'il n'y aurait pas d'effets cumulatifs sur les ressources paléontologiques.
- *Usage des terres et des ressources à des fins traditionnelles* : Keystone a déterminé que le projet n'aura pas d'effets résiduels sur les terres et les ressources utilisées à des fins traditionnelles par les Autochtones.

Keystone a pris en compte les effets cumulatifs associés à la construction des stations de pompage. Étant donné la faible ampleur et étendue des effets résiduels liés à la construction des stations de pompage proposées, Keystone en a conclu que ces effets, combinés à ceux d'ouvrages existants ou de projets ou activités connus qui seraient réalisés à l'avenir, ne produiraient pas d'effets cumulatifs importants.

Opinion de l'Office

L'Office estime que l'évaluation des effets cumulatifs présentées par Keystone relativement au projet proposé répond aux exigences énoncées dans le document intitulé Portée de l'évaluation environnementale, Pipeline Keystone (15 mars 2007).

L'Office constate que Keystone s'est engagée à se conformer aux normes, lignes directrices et exigences pertinentes de ressort régional, provincial ou autre. En outre, la société a proposé des mesures d'atténuation propres au projet qui réduiraient au minimum les interactions éventuelles entre projets.

L'ONÉ estime que compte tenu des mesures d'atténuation propres au projet proposées par Keystone et des conditions que l'ONÉ imposerait si le projet était approuvé, la réalisation du projet proposé combinée à l'existence d'autres ouvrages ou à la réalisation d'autres projets ou activités, n'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.

6.4 Programme de suivi

L'ONÉ juge qu'un programme de suivi est nécessaire pour tenir compte des effets environnementaux éventuels relevés dans les tableaux de la section 6.2.2 du rapport d'examen environnemental préalable.

6.5 Recommandations

Les conditions recommandées suivantes pourraient faire partie d'une décision réglementaire rendue au sujet de projet en vertu de la Loi sur l'ONÉ.

Définition de début de la construction : S'entend des travaux de déboisement et de creusement et des autres formes de préparation de l'emprise qui peuvent avoir une incidence sur l'environnement, mais n'inclut pas les activités habituelles d'arpentage.

- A.** Keystone doit appliquer ou faire appliquer l'ensemble des politiques, méthodes, programmes, mesures d'atténuation, recommandations et procédures concernant la protection de l'environnement qui sont compris ou mentionnés dans sa demande, ou dont elle a autrement convenu dans ses réponses aux questions posées au cours de l'instance OH-1-2007 ou dans ses présentations connexes.
- B.** Keystone doit conserver dans son ou ses bureaux de chantier :
 - a)** une liste à jour de suivi des engagements environnementaux qui répertorie tous les engagements réglementaires qu'elle a pris, y compris, sans y être limités, ceux qui :
 - étaient contenus dans la demande présentée à l'ONÉ et les dépôts ultérieurs,
 - ont été pris au cours de l'instance OH-1-2007,
 - découlent des conditions dont s'assortissaient les permis, autorisations et approbations accordés;
 - b)** des copies de tous les permis, autorisations ou approbations visant les installations faisant l'objet de la demande, délivrés par les autorités compétentes fédérales, provinciales ou

autres, qui font état de conditions relatives à l'environnement ou de mesures d'atténuation ou de surveillance propres au site;

- c) toute modification subséquente d'un permis, d'une autorisation ou d'une approbation.

Avant le début de la construction

- C.** Keystone doit soumettre à l'approbation de l'Office, au moins 60 jours avant le début de la construction, une mise à jour du plan de protection de l'environnement (PPE) établi pour le projet. Le PPE consistera en une compilation exhaustive des méthodes de protection de l'environnement, des mesures d'atténuation, des périodes de restriction des activités définies pour le poisson ou la faune et des engagements en matière de surveillance dont Keystone a fait état dans sa demande concernant le projet et ses dépôts ultérieurs, ou dont elle a autrement convenu dans ses réponses aux questions posées au cours de l'instance OH-1-2007 ou dans ses présentations connexes. Le PPE doit aussi comprendre les résultats des études complémentaires effectuées en 2007 et les mises à jour des cartes-tracés environnementales et des fiches de renseignements sur les cours d'eau. Keystone ne pourra entamer les travaux de construction avant que l'Office ait approuvé son PPE.
- D.** Keystone doit déposer auprès de l'Office un manuel des mesures d'urgence visant les installations du projet, au moins 120 jours avant de présenter sa première demande d'autorisation de mise en service, et doit informer l'Office de toutes les modifications apportées au manuel au fur et à mesure qu'elles surviennent. Pour préparer le manuel des mesures d'urgence, Keystone se reportera au *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* de l'Office et aux Notes d'orientation s'y rapportant.
- E.** Au moins 45 jours avant le début de la construction, Keystone doit soumettre à l'approbation de l'Office un plan de gestion des pâturages naturels incluant un programme de suivi des mesures de protection et de remise en état des pâturages naturels, qui comprend :
 - a) sur une carte ou des cartes-tracés environnementales, une indication des endroits où seraient assurés la gestion et le suivi des pâturages naturels;
 - b) un énoncé des mesures à appliquer et une évaluation de l'efficacité attendue de la stratégie proposée d'atténuation et de remise en état;
 - c) le calendrier de mise en œuvre des mesures indiquées ci-dessus;
 - d) une preuve établissant qu'Environnement Canada, le Service canadien de la faune et le ministère du Développement durable des ressources de l'Alberta ont examiné les programmes et fourni des commentaires à leur sujet;
 - e) les résultats obtenus, une évaluation de la situation et des recommandations concernant la gestion des pâturages naturels;
 - f) le calendrier que Keystone a établi pour la résolution des sujets de préoccupation non résolus;

- g) un calendrier pour le dépôt auprès de l'Office de rapports de suivi de la gestion des pâturages naturels.

F. Au moins 14 jours avant le début de la construction des installations approuvées, Keystone doit déposer auprès de l'Office un ou plusieurs calendriers de construction détaillés indiquant les principales activités de construction, puis informer l'Office de toutes les modifications apportées aux calendriers à mesure qu'elles surviennent. Keystone doit présenter des rapports mensuels sur l'avancement de la construction jusqu'à l'achèvement des travaux. Les rapports doivent fournir une mise à jour du calendrier de construction détaillant les principales activités de construction, des renseignements sur les activités exécutées au cours de la période visée par le rapport, un exposé des problèmes environnementaux et de sécurité et des cas de non-conformité, ainsi qu'une description des mesures prises pour résoudre chaque problème et cas de non-conformité.

G. Au moins 30 jours avant le début de la construction, Keystone doit déposer les renseignements suivants auprès de l'Office :

- a) les commentaires et recommandations reçus des autorités provinciales en Saskatchewan et au Manitoba au sujet de l'évaluation de l'incidence sur les ressources patrimoniales;
- b) aux fins d'approbation, les mesures d'atténuation que Keystone propose de prendre en réponse aux commentaires et recommandations mentionnés au point a).

H. Keystone doit déposer auprès de l'Office tout plan de compensation relatif aux cours d'eau que Pêches et Océans Canada pourrait exiger, au moins 14 jours avant la date prévue du début des travaux de creusement aux cours d'eau définis dans le plan.

I. Avant le début de la construction, Keystone doit déposer auprès de l'Office une preuve établissant qu'Environnement Canada, le Service canadien de la faune et le ministère du Développement durable des ressources de l'Alberta ont examiné les méthodes proposées pour atténuer les effets de la construction et de l'exploitation du pipeline sur les espèces d'amphibiens répertoriées dans la *Loi sur les espèces en péril*, et fourni leurs commentaires à leur sujet.

J. Avant le début de la construction, Keystone doit déposer auprès de l'Office la confirmation qu'Environnement Canada, le Service canadien de la faune pour ce qui concerne les terres fédérales et Développement durable des ressources Alberta pour ce qui est des terres publiques traversées en Alberta ont examiné et approuvé les mélanges de semences qu'elle propose d'utiliser pour la remise en état des terres touchées par le projet et qu'elle a obtenu les mélanges de semences en question.

Pendant la construction

K. Si des travaux de déboisement ont lieu pendant les périodes de restriction des activités définies pour les oiseaux migrateurs, Keystone doit retenir les services d'un biologiste aviaire compétent chargé d'effectuer un relevé pour repérer la présence d'oiseaux migrateurs et de nids. Les limites spatiales du relevé s'étendent au moins 30 m au-delà du périmètre perturbé par le projet pour les oiseaux migrateurs et au moins 100 m au-delà du périmètre perturbé dans le cas des rapaces. Keystone doit déposer les renseignements suivants auprès de l'Office :

- a) une preuve confirmant qu'Environnement Canada et le Service canadien de la faune ont examiné les méthodes de relevé proposées et ont fourni leurs commentaires à leur sujet;
- b) les résultats du relevé;
- c) les mesures d'atténuation, y compris les activités de surveillance, élaborées de concert avec Environnement Canada et le Service canadien de la faune en vue de la protection des oiseaux migrateurs repérés, le cas échéant, ou de leurs nids;
- d) les mesures d'atténuation, y compris les activités de surveillance, élaborées de concert avec Environnement Canada et le Service canadien de la faune en vue de la protection des oiseaux migrateurs répertoriés dans la *Loi sur les espèces en péril* qui ont été repérés, le cas échéant, ou de leurs nids.

L. Keystone doit prévenir l'Office 14 jours avant d'entreprendre des travaux de creusement au point de franchissement d'un cours d'eau dont on a évalué les populations de poisson ou l'habitat du poisson.

M. Pendant la construction et l'exploitation du pipeline, Keystone doit préserver la végétation riveraine de chacun des cours d'eau désignés par leur nom ou par la BK correspondante, notamment : la rivière Boyne, BK 1174.25, 1174.35, 1174.39; le ruisseau Shannon, BK 1201.25; le ruisseau Deadhorse, BK 1205.1; le cours d'eau sans nom, BK 1217.4; le cours d'eau sans nom, BK 1219.73; et le ruisseau Buffalo, BK 1232.86.

N. Au moins 14 jours avant de procéder à un forage dirigé horizontal (FDH) à la rivière Red Deer, la rivière Saskatchewan Sud et la rivière Boyne, ou à tout autre endroit où un FDH peut être effectué, Keystone doit déposer auprès de l'Office un plan d'exécution du forage propre à chaque franchissement. La publication de l'ACPP, intitulée *Planning Horizontal Directional Drilling for Pipeline Construction*, fournit des conseils au sujet des plans d'exécution. Ces derniers doivent tenir compte des éléments suivants :

- a) l'utilisation d'un équipement de détection et de suivi du trépan pour confirmer la trajectoire de forage;
- b) les espaces de travail requis pour l'équipement aux points d'entrée et de sortie du forage;
- c) les espaces de travail requis pour monter et disposer le tronçon de traction du tuyau;
- d) les besoins en boues de forage et en eau;
- e) le plan de protection et de surveillance de l'environnement;
- f) les plans de gestion des fluides de forage;
- g) les plans de secours, d'intervention, de nettoyage et d'atténuation en cas de déversement ou de perte de fluides;
- h) les caractéristiques techniques, l'état et l'intégrité des engins;
- i) l'atténuation des effets nuisibles potentiels de certaines formations géologiques.

O. Keystone doit :

- a) aviser l'Office, par écrit, de tout changement par rapport aux méthodes de franchissement par FDH proposées pour des cours d'eau, y compris celles qui

sont prévues pour assurer la conformité à la norme CSA Z662-07, et lui exposer les motifs du changement avant de le mettre en œuvre;

- b) fournir des copies de toute correspondance reçue des autorités réglementaires au sujet du changement de méthode de franchissement;
- c) soumettre pour approbation, au moins 30 jours avant de mettre en œuvre la méthode modifiée de franchissement du cours d'eau, une description des mesures révisées de remise en état et de revégétalisation s'appliquant aux franchissements des cours d'eau touchés.

P. Au moins 30 jours avant d'exécuter les essais sous pression, Keystone doit déposer auprès de l'Office un plan d'urgence concernant les essais sous pression, y compris les mesures d'intervention en cas d'échec d'un essai sous pression, pour chacun des éléments suivants :

- a) les nouveaux tronçons de canalisation;
- a) les stations de pompage;
- b) les réservoirs.

Après la construction

- Q.** Après les 6 premiers mois d'exploitation du projet et au plus tard le 31 janvier de chacune des 5 années suivant la mise en service du projet, Keystone doit présenter à l'Office un rapport de surveillance environnementale qui :
 - a) examine l'efficacité des mesures d'atténuation des effets environnementaux appliquées pendant la construction;
 - b) indique les divergences par rapport aux plans et les mesures d'atténuation de recharge appliquées avec l'approbation de l'Office;
 - c) indique au moyen d'une carte ou d'un schéma les endroits où des mesures correctives ont été prises pendant la construction et l'état actuel des mesures correctives;
 - d) expose les mesures que Keystone se propose de prendre pour régler tout sujet de préoccupation non résolu et le calendrier établi à cette fin;
 - e) évalue le succès obtenu sous les rapports suivants :
 - i. la revégétalisation, évaluée en fonction d'un taux de survie de 85 % des plantations recommandées;
 - ii. la gestion des plantes non indigènes.
- R.** Au moins 30 jours avant la date prévue de mise en service du projet, Keystone doit soumettre à l'approbation de l'Office un programme de protection environnementale propre au projet concernant l'exploitation et l'entretien du pipeline, conformément à l'article 48 du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*. Le programme doit prévoir des pratiques et des procédures portant sur :

- a) la formation continue des employés sur les questions environnementales;
- b) la manipulation et l'élimination de tous les déchets associés à l'exploitation et à l'entretien du pipeline;
- c) la gestion de la végétation;
- d) la lutte contre l'érosion sur l'emprise;
- e) la gestion des émissions atmosphériques et du bruit;
- f) la conservation des sols;
- g) la circulation sur l'emprise;
- h) le suivi environnemental et la surveillance de l'emprise.

S. Au moins 30 jours avant la mise en service du projet, Keystone doit déposer auprès de l'Office les normes et pratiques internes de protection de l'environnement établies pour le projet, dont la société a fait état dans sa demande et dans ses présentations connexes au cours de l'instance OH-1-2007.

7.0 CONCLUSION DE L'ONÉ

L'Office a déterminé que, suivant la LCÉE, si le projet est approuvé et que les mesures d'atténuation proposées par Keystone sont mises en œuvre, que les exigences réglementaires de l'Office sont respectées et que les conditions recommandées dans le REEP sont remplies, la construction et l'exploitation du pipeline et des installations connexes ne sont pas susceptibles de causer des effets environnementaux négatifs importants.

Le présent Rapport d'examen environnemental préalable a été approuvé par l'ONÉ le 6 septembre 2007.

8.0 PERSONNE-RESSOURCE À L'ONÉ

Claudine Dutil-Berry
Secrétaire de l'Office
Office national de l'énergie
444, septième avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Télécopieur : 1-877-288-8803
secretary@neb-one.gc.ca





